

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TRABAJO FIN DE GRADO
GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 220 kV

Autor: Jorge Cuenca Burgos

Tutor: Víctor Julián Hernández Jiménez

Leganés, Mayo 2014

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer en primer lugar a Víctor Julián Hernández Jiménez por darme la oportunidad de realizar este proyecto, sin su ayuda y aportación no hubiera sido posible.

A toda mi familia, en especial a mis padres Tomás y Pilar y a mi hermano Félix que han estado siempre conmigo y me han facilitado llegar hasta aquí dándomelo todo.

A mis amigos y a mis compañeros de universidad que han hecho que todo este periodo haya sido perfecto tanto dentro como fuera de la universidad.

A todas las personas que me han ayudado en mayor o menor medida durante todo este tiempo y que no podría enumerar aquí.

Y finalmente agradecer a Lidia su apoyo y ayuda en la realización de este proyecto y en especial fuera de él en estos últimos años, gracias.

RESUMEN

Este Trabajo fin de grado consiste en la realización de la ingeniería básica de una subestación eléctrica de 220 kV, esta instalación estará preparada para la conexión de dos líneas de transporte, tres transformadores de demanda y una reactancia de 100 MVA.

Los tres transformadores serán capaces de transformar una potencia total de 150 MVA, para alimentar la red de distribución a 45 kV.

La ingeniería básica establece el diseño de la instalación y en ella se definen el equipamiento, la normativa, especificaciones técnicas y normalización aplicable, etc.

El proyecto de la subestación queda determinado y delimitado en todos sus aspectos (obra civil, edificación, aparamenta, protecciones, telecontrol, seguridad, etc.)

El trabajo se divide en 5 documentos con la siguiente estructura:

Documento 1. Memoria: En la memoria se describe las características de la subestación, los sistemas que forman dicha instalación y las características de los equipos necesarios eligiendo los más adecuados.

Documento 2. Cálculos: El objeto de este documento es justificar las soluciones adoptadas y descritas en la memoria.

Documento 3. Planos: Se incluyen todos los planos y esquemas necesarios a los que se hace referencia en el proyecto.

Documento 4. Pliego de condiciones: En este documento se adjunta la información de los requisitos y las características técnicas que los equipos y la aparamenta instalados deben cumplir.

Documento 5. Presupuesto: En este punto se realiza una valoración económica de la ejecución de la nueva instalación.

ABSTRACT

This final project is implementation of basic engineering an electrical substation of 220 kV, this installation will be prepared for the connection of two transmission lines, three demand transformers and a reactor of 100 MVA.

The three transformers will transform a total capacity of 150 MVA, to connect to the grid at 45 kV.

Basic engineering establishes design of the installation and equipment, regulations, specifications and applicable standards, etc. are defined.

The proposed substation is determined and defined in all its aspects (civil works, building, switchgear, protection, remote, security, etc.).

The project is divided into 5 documents with the following structure:

Document 1. Memory: This document describes the substation, the characteristics of the equipment to be installed and the systems that make installation.

Document 2. Calculations: The purpose of this paper is to justify the solutions adopted and described in the specification.

Document 3 Plans. All drawings and diagrams necessary referred to in the project are included.

Document 4. Specification: This document details the requirements and specifications that the equipment installed and must comply enclosed switchgear.

Document 5. Budget: At this point an economic assessment of the implementation of the new installation is performed.



Universidad
Carlos III de Madrid

INGENIERÍA BÁSICA SUBESTACIÓN 220 kV

CONTENIDO

	Nº PÁGINAS
• DOCUMENTO 1. MEMORIA.....	31
• DOCUMENTO 2. CÁLCULOS.....	49
• DOCUMENTO 3. PLANOS.....	9
• DOCUMENTO 4. PLIEGO DE CONDICIONES.....	25
• DOCUMENTO 5. PRESUPUESTO.....	4
• CONCLUSIONES Y MODIFICACIONES FUTURAS.....	1
• BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	1

Leganés, Junio 2014



Universidad
Carlos III de Madrid

INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 220 kV

DOCUMENTO 1

MEMORIA

DOCUMENTO 1. MEMORIA.

ÍNDICE.

1. GENERALIDADES.	6
1.1. OBJETO DEL PROYECTO.	6
2. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE 220 kV.	7
2.1. SITUACIÓN.	7
2.2. GENERALIDADES E HIPÓTESIS DE DISEÑO.	7
2.2.1. HIPÓTESIS DE DISEÑO.	7
2.2.1.1. Condiciones ambientales.	7
2.2.1.2. Datos de cortocircuito.	8
2.2.1.3. Datos del terreno a efectos de red de tierras.	8
2.4. CONFIGURACIÓN.	8
3. NUEVA SUBESTACIÓN DE 220 kV.	9
3.1. SISTEMAS PRIMARIOS.	9
3.1.1. DISPOSICIÓN GENERAL DE POSICIONES EN EL PARQUE.	9
3.1.2. DISPOSICIÓN Y TIPO DE EMBARRADOS.	9
3.1.3. MAGNITUDES ELÉCTRICAS.	10
3.1.4. DISTANCIAS.	10
3.1.5. EMBARRADOS.	12
3.1.5.1. Tendidos altos.	12
3.1.5.2. Embarrados altos.	13
3.1.5.3. Embarrados bajos.	13
3.1.6. CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA Y MÁQUINAS DE POTENCIA.	14
3.1.6.1. Interruptores.	14
3.1.6.2. Seccionadores de barras.	14
3.1.6.3. Seccionador rotativo (con PAT).	15
3.1.6.4. Transformadores de intensidad.	15
3.1.6.5. Transformadores de tensión capacitivos.	16
3.1.6.6. Aisladores soporte.	16
3.1.6.7. Autoválvulas.	16
3.1.6.8. Reactancia.	17
3.1.6.9. Transformadores de potencia.	17

3.1.7. APARAMENTA QUE SE INSTALARÁ POR CADA CALLE.....	18
3.1.8. RED DE TIERRAS.	20
3.1.8.1. Red de tierras inferiores.	20
3.1.8.2. Red de tierras superiores.	21
3.1.9. ESTRUCTURAS METÁLICAS.....	21
3.1.10. SERVICIOS AUXILIARES.....	21
3.1.10.1. Servicios auxiliares de corriente alterna.	22
3.1.10.2. Servicios auxiliares de corriente continua.	22
3.1.11. OBRA CIVIL Y EDIFICACIÓN.....	23
3.1.11.1. Movimiento de tierras.	23
3.1.11.2. Drenajes y saneamientos.	24
3.1.11.3. Cimentaciones, viales y canales de cables.	24
3.1.11.4. Accesos.	24
3.1.11.5. Edificio de control y casetas de relés.	24
3.2. SISTEMAS SECUNDARIOS.....	26
3.2.1. SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.....	26
3.2.1.1. Sistema de control.....	26
3.2.1.2. Sistema de protecciones.....	26
3.2.2. COMUNICACIONES.	30
3.2.3. SISTEMA DE MEDIDA.....	30
3.2.4. SEGURIDAD, CONTRAINCENDIOS Y ANTIINTRUSISMO.	30
3.2.5. CERRAMIENTO.	31

ÍNDICE DE TABLAS.

<i>Tabla 1. Distancias para embarrados fase-tierra.</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 2. Distancias para embarrados fase-fase.....</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 3. Distancias fase-tierra en conductores tendidos.</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 4. Aparamenta posiciones de línea.</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 5. Aparamenta posiciones de transformador.</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 6. Aparamenta posición de acoplamiento.</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 7. Aparamenta posición de reactancia.</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 8. Aparamenta barras 1.</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 9. Aparamenta barras 2.</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 10. Protecciones posición 1.....</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 11. Protecciones posición 2.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 12. Protecciones posición 3.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 13. Protecciones posición 4.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 14. Protecciones posición 5.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 15. Protecciones posición 6.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 16. Protecciones posición 7.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 17. Protecciones barras 1 y barras 2.</i>	<i>30</i>

1. GENERALIDADES.

1.1. OBJETO DEL PROYECTO.

Se plantea la ingeniería básica de una nueva subestación de interconexión de 220 kV en configuración de doble barra con acoplamiento. Esta configuración está diseñada de tal manera que en caso de fallo en alguna de las barras la continuidad de suministro quede asegurada.

La subestación tendrá la misión de mallar la red de transporte y de interconectar esta con la red de distribución a 45 kV.

Teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y de medio ambiente, se pretende diseñar una nueva subestación de interconexión entre dos niveles de tensión, uno de 220 kV y otro de 45 kV, capaz de transformar una potencia total de 150 MVA.

La subestación estará alimentada por dos entradas de línea de 220 kV pertenecientes a la red de transporte, para la salida se tienen previstas 3 salidas de línea aéreas al nivel de tensión de 45 kV.

Se dispondrá en la subestación de una posición de reactancia para la compensación de potencia reactiva de 100 MVar.

Además se contará con dos posiciones de reserva para futuras ampliaciones de la subestación si el sistema eléctrico así lo requiriera.

2. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE 220 kV.

2.1. SITUACIÓN.

En principio, la subestación no tendrá una ubicación determinada ya que se trata de un proyecto tipo, por lo que podrá ser proyectada en cualquier término municipal español que cumpla con las condiciones e hipótesis de diseño que más adelante se detallan.

El emplazamiento estaría situado a 600 m sobre el nivel del mar y se considerará un coeficiente sísmico básico inferior a 0,4g.

La subestación se plantea entre los 500 y 1.000 m sobre el nivel del mar, con lo que se adoptarán sobrecargas correspondientes a Zona B del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.

Respecto a las acciones sísmicas, no se tendrán en cuenta en el diseño, dado que la norma NCSR-02 contempla la necesidad de su aplicación en construcciones de especial importancia, cuando la aceleración sísmica básica sea superior o igual a 0,04g, siendo en este caso menor.

2.2. GENERALIDADES E HIPÓTESIS DE DISEÑO.

2.2.1. HIPÓTESIS DE DISEÑO.

2.2.1.1. Condiciones ambientales.

Las condiciones ambientales del emplazamiento son las siguientes:

- Temperaturas extremas.....+40°C/-15°C.
- Contaminación ambiental.....NORMAL.
- Nivel de niebla.....MEDIO.

Para el cálculo de la sobrecarga del viento, se considera viento horizontal con velocidad de 140 km/h.

2.2.1.2. Datos de cortocircuito.

A efectos de cálculos de esfuerzos térmicos y dinámicos de cortocircuito, se considerará una intensidad de cortocircuito de 40 kA para 220 kV, con una duración máxima de 0,5 segundos.

Los niveles de falta considerados serán basándose en el Procedimiento de Operación 13.3 del operador del sistema eléctrico nacional, de una intensidad de:

- Nivel de falta trifásica previsto: 40 kA.
- Nivel de falta monofásica previsto: 40 kA.

2.3.1.3. Datos del terreno a efectos de red de tierras.

A efectos de cálculo se considerará una resistividad del terreno de 100 Ω m.

2.4. CONFIGURACIÓN.

La subestación adoptará una configuración en doble barra con acoplamiento con capacidad actual para siete posiciones y la posible ampliación futura de la capacidad del parque con dos posiciones completas más. Esta configuración estará basada en dos tipos de embarrado: semiflexible con conexiones tendidas y destinado a la interconexión principal y rígido a base de tubos de aluminio destinados a la interconexión del aparellaje entre sí y a las barras principales.

En el plano PGSBT 1, Planta general de la instalación.

Será necesaria por tanto una superficie de 24.905,5 metros para contener hasta nueve posiciones y viales para la subestación con la configuración en doble barra con acoplamiento y la siguiente disposición:

- **Posición 1:** Conexión LÍNEA 1.
- **Posición 2:** Conexión LÍNEA 2.
- **Posición 3:** Transformador de demanda 1.
- **Posición 4:** Transformador de demanda 2.
- **Posición 5:** Transformador de demanda 3.
- **Posición 6:** Acoplamiento.
- **Posición 7:** Reactancia.
- **Posición 8:** Reserva.
- **Posición 9:** Reserva.

En el documento número 3 “PLANOS” se encuentra el esquema unifilar simplificado de la subestación.

3. NUEVA SUBESTACIÓN DE 220 kV.

3.1. SISTEMAS PRIMARIOS.

En este apartado se describen las obras de construcción de la nueva subestación, indicando las características principales de la aparamenta y su función en el conjunto de la instalación.

3.1.1. DISPOSICIÓN GENERAL DE POSICIONES EN EL PARQUE.

Como ya se ha dicho, la nueva subestación tendrá un parque con espacio para nueve posiciones y adoptará la configuración en doble barra con acoplamiento con la siguiente disposición:

- **Posición 1:** Conexión LÍNEA 1.
- **Posición 2:** Conexión LÍNEA 2.
- **Posición 3:** Transformador de demanda 1.
- **Posición 4:** Transformador de demanda 2.
- **Posición 5:** Transformador de demanda 3.
- **Posición 6:** Acoplamiento.
- **Posición 7:** Reactancia.
- **Posición 8:** Reserva.
- **Posición 9:** Reserva.

Se equiparán inicialmente siete posiciones.

3.1.2. DISPOSICIÓN Y TIPO DE EMBARRADOS.

La subestación tendrá dos tipos de embarrados, uno semiflexible y otro rígido de tubo de aleación E-AlMgSi,5,F22.

Los conductores estarán dispuestos en tres niveles:

- Tendidos altos: De cable dúplex RAIL de Al-Ac de 516,8 mm.
- Embarrados altos: Barras principales de tubo de aluminio Al 150/134 mm.
- Embarrados bajos: Interconexión de aparamenta, tubo de aluminio Al 100/88 mm.

La unión entre conductores y entre estos y la aparamenta se hará mediante piezas de conexión provistas de tornillos de diseño embutido.

En el documento número 2 "CÁLCULOS" se justifica la idoneidad de estos embarrados.

3.1.3. MAGNITUDES ELÉCTRICAS.

Se han adoptado las siguientes magnitudes eléctricas como criterio de diseño para la nueva subestación:

- Tensión nominal.....220 kV
- Tensión más elevada para el material.....245 kV
- Neutro.....Rígido a tierra
- Intensidad de cortocircuito (Valor eficaz).....40 kA
- Tiempo de extinción de falta.....0,5 seg
- Línea de fuga mínima para aisladores.....6.125 mm (25 mm/kV)
- Nivel de aislamiento:
 - Tensión soportada ante impulso tipo maniobra.....850 kV
 - Tensión soportada ante impulso tipo rayo.....1.050 kV
 - Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial.....460 kV

3.1.4. DISTANCIAS.

Como criterios básicos para la determinación de alturas y distancias que se deben mantener en la instalación proyectada, se tendrá en cuenta lo que se especifica en:

- Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT-12.
- Normas UNE.21.062.80 (II), 20-100 y 21-139.
- Normas CEI.71-1 y 72-2.

Las distancias a adoptar serán como mínimo las que a continuación se indican, basándose para ello en las magnitudes fundamentales adoptadas, y en las normas indicadas.

Distancias para conductores rígidos (Embarrados de interconexión).

1. Distancias fase-tierra

	Distancia en milímetros
Conductor-Estructura	1.900 mm
Punta-Estructura	2.400 mm

Tabla 1. Distancias para embarrados fase-tierra.

2. Distancias fase-fase

	Distancia en milímetros
Conductores paralelos	2.700 mm
Punta-Conductor	3.200 mm

Tabla 2. Distancias para embarrados fase-fase.

Las distancias adoptadas son válidas, dado que la altura de la instalación sobre el nivel del mar es inferior a 1.000 m.

Si se construyese esta instalación a una altitud superior, las distancias mínimas en el aire hasta una altura máxima de 3.000 metros, deberán aumentarse un 1,25% por cada 100 metros o fracción.

Distancias para conductores tendidos.

Este tipo de conductores se verán sometidos bajo ciertas condiciones de defecto a movimientos de gran amplitud, los cuales, y durante algunos instantes, aproximan entre sí a los conductores de fase hasta unas distancias inferiores a las normalizadas.

Por consiguiente, es posible considerar unas distancias mínimas temporales de aislamiento inferiores a las normalizadas ya que debe tenerse en cuenta que:

- Los tipos de sobretensiones a considerar son reducidos y solo deben considerarse aquellas que pudieran ser simultáneas al propio defecto del cortocircuito y con más precisión al momento en el que los conductores se aproximan.
- No es por tanto, necesario considerar sobretensiones tipo rayo, ya que es altamente improbable que coincidan con un cortocircuito entre fases.
- Por otro lado, la longitud de vano que experimenta la reducción de distancia de aislamiento es pequeña, y su duración es muy reducida, de forma que la posibilidad de fallo se hace mínima. En este sentido, hay que tener en cuenta que, al emplearse tubería rígida de aluminio para los embarrados inferiores se elimina la posibilidad de una falta en barras producida por el movimiento de los conductores tras una falta en las salidas de línea.

Basándose en lo anterior, se adoptan las siguientes distancias de aislamiento temporal en conexiones tendidas.

1. Distancias fase-tierra.

	Distancia en milímetros
Conductor-Estructura	1.100

Tabla 3. Distancias fase-tierra en conductores tendidos.

2. Distancias fase-fase

	Distancia en milímetros
Conductor-Conductor	1.100

Tabla 4. Distancias fase-fase en conductores tendidos.

Para la determinación de este tipo de distancias, se han tenido en cuenta los siguientes criterios básicos de implantación:

- a) Las distancias serán tales que permitirán el paso del personal y herramientas por todos los puntos del parque de intemperie bajo los elementos en tensión sin riesgo alguno.
- b) Deberán permitir el paso de vehículos de transporte y de elevación necesarios para el mantenimiento o manipulación de elementos de calles en descargo, bajo el criterio de gálibos estipulados.

Al considerar todo lo anterior, y de acuerdo a lo que se indica, se han establecido las siguientes distancias:

- Entre ejes de aparellaje.....4.000 mm
- Entre ejes de conductores tendidos.....4.000 mm
- Anchura de calle.....13.500 mm
- Altura de embarrados de interconexión entre aparatos.....6.000 mm
- Altura de embarrados altos.....10.500 mm
- Altura de embarrados tendidos altos.....15.000 mm
- Anchura de vial principal longitudinal.....5.000 mm
- Anchura de vial secundario longitudinal.....4.000 mm
- Anchura de vial secundario transversal.....3.000 mm
- Altura de gálidos en viales principales.....6.000 mm
- Altura de gálidos en viales secundarios.....4.000 mm

Como se puede observar, la distancia mínima entre fases (4 m) es muy superior a la preceptuada en la Instr. MIE-RAT 12, que para este nivel de tensión y aislamiento exige 2,1 metros entre conductores y en configuración punta-estructura.

Asimismo, la distancia fase-tierra en el aire (mínima 6,0 m) es también muy superior a la indicada en la Instr. MIE-RAT 12, que para este nivel de tensión y aislamiento exige 1,9 m entre conductores y estructura y 2,4 metros en configuración punta-estructura.

Con respecto a la altura de las partes en tensión sobre viales y zonas de servicio accesibles al personal, la MIE-RAT 15 punto 3 prescribe una altura mínima de 2.3 m a zócalo de aparatos, lo que se garantizará con la estructura soporte del aparellaje.

3.1.5. EMBARRADOS.

3.1.5.1. Tendidos altos.

Los embarrados del tendido alto estarán formados por conductores de aluminio con alma de acero con la siguiente configuración y características:

- Formación.....Dúplex
- Tipo.....RAIL
- Sección total del conductor.....516,8 mm²
- Diámetro exterior.....29,61mm
- Intensidad admisible permanente a 35°C
de temperatura ambiente y 75°C en conductor.....1.529 A

El amarre de estas conexiones tendidas a los pórticos se realizará mediante cadenas de aisladores de vidrio.

3.1.5.2. Embarrados altos.

Los embarrados altos estarán constituidos por tubos de aluminio con las características que se describen más adelante.

Estos tubos no podrán ser soldados en ningún punto o tramo, por lo que se ha previsto que su suministro se realice en tiradas continuas para los embarrados medios, y en tramos conformados, cortados y curvados en fábrica, debiéndose proceder a pie de obra tan sólo a su limpieza y montaje posterior.

Si la dirección de obra estimase necesaria la soldadura de este tubo, se realizarán éstas en secciones en las cuales el momento sea mínimo, y el procedimiento será TIG o MIG, con junta soldada en Y, empleándose como material de aportación S-AlSi5, no debiendo superarse los 30 N/mm como máximo en la sección de soldadura.

La manipulación y el curvado de los tramos, en las longitudes y con la conformación precisa, se realizará con curvadora especial para tubo y de forma progresiva a fin de que no se produzcan grietas ni desgarros, reservándose el derecho la dirección de obra de rechazar todas aquellas formas que considere defectuosas o que a su juicio presenten grietas, golpes o deformaciones por pequeñas que estas sean.

Las características de los tubos destinados a los embarrados altos serán:

– Aleación.....	AlMgSiO, 5 F22
– Diámetros exterior/interior.....	150/134 mm
– Sección total del conductor.....	3.569 mm ²
– Peso propio.....	9,63 kg/m
– Momento de inercia.....	902 cm ⁴
– Momento resistente.....	120 cm ³
– Módulo de Young.....	70.000 N/mm ²
– Limite de fluencia.....	160 N/mm ²
– Coeficiente de dilatación.....	0,023 mm/m °C
– Carga de rotura.....	195 N/mm ²
– Intensidad adm. Permanente a 75°C.....	3.569 A

3.1.5.3. Embarrados bajos.

Las características de los tubos destinados a la interconexión entre aparellaje serán:

– Aleación.....	AlMgSiO, 5 F22
– Diámetros exterior/interior.....	100/88 mm
– Sección total del conductor.....	1.772 mm ²
– Peso propio.....	4,78 kg/m
– Momento de inercia.....	196 cm ⁴
– Momento resistente.....	39,3 cm ³
– Módulo de Young.....	70.000 N/mm ²
– Limite de fluencia.....	160 N/mm ²
– Coeficiente de dilatación.....	0,023 mm/m °C
– Carga de rotura.....	195 N/mm ²
– Intensidad adm. Permanente a 65°C.....	2.040 A

En todos los tramos superiores a 6 metros, se instalará en el interior de la tubería de cables de amortiguación. Estos serán del mismo tipo y características indicados para los embarrados altos (RAIL) en formación simple.

3.1.6. CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA Y MÁQUINAS DE POTENCIA.

A continuación se relaciona la aparamenta que se instalará en la subestación, toda ella con el nivel de aislamiento B y con aisladores de línea de fuga mínima de 25 mm/kV, siendo referida a la tensión nominal más elevada para el material de 245 kV (CEI 815/1986).

3.1.6.1. Interruptores.

Los interruptores encargados de mantener la corriente de servicio o de interrumpirla en condiciones en las que se produzcan intensidades anormalmente elevadas serán de mando unipolar, con cámara de corte en gas SF6.

Tendrán las siguientes características:

- Agente extintor del arco.....SF6
- Tensión nominal.....245 kV
- Intensidad nominal.....3.150 A
- Intensidad de corta duración.....40 kA
- Tipo de accionamiento eléctrico.....Unipolar a resortes
- Tensiones auxiliares:
 - Motor del accionamiento.....125 Vc.c.
 - Bobinas de cierre y disparo.....125 Vc.c.
 - Calefacción interna del mando.....220 Vc.a.

3.1.6.2. Seccionadores de barras.

Los seccionadores cuya finalidad será establecer una distancia física y apreciable a la vista de la unión entre las barras principales y las secundarias, serán de tipo pantógrafo y con mando unipolar motorizado.

Contarán con las siguientes características:

- Número de columnas por polo.....1
- Tensión nominal.....245 kV
- Intensidad nominal.....2.000 A
- Intensidad límite térmica.....40 kA
- Intensidad límite dinámica.....100 kA
- Tipo de accionamiento eléctrico.....Unipolar
- Tensiones auxiliares
 - Motor del accionamiento y mando.....125 Vc.c.
 - Calefacción.....220 Vc.a.

3.1.6.3. Seccionador rotativo (con PAT).

La finalidad de los seccionadores rotativos será la de abrir físicamente y de forma apreciable a la vista el circuito. Estos seccionadores serán de tipo rotativo de tres columnas, con cuchillas de puesta a tierra y con mando unipolar motorizado.

Tendrán las siguientes especificaciones:

- Número de columnas por polo.....3
- Tensión nominal.....245 kV
- Intensidad nominal.....2000 A
- Intensidad límite térmica.....40 kA
- Intensidad límite dinámica.....100 kA
- Tipo de accionamiento eléctrico.....Unipolar
- Tensiones auxiliares
 - Motor del accionamiento.....125 Vc.c.
 - Mando.....125 Vc.c.
 - Calefacción.....220 Vc.a.

3.1.6.4. Transformadores de intensidad.

Los transformadores de intensidad serán los encargados de modificar los niveles de intensidad a valores adecuados a los equipos de medida, protección y control.

Se dispondrá de uno en cada fase, en los lugares apropiados de acuerdo a la configuración adoptada, de las siguientes características:

- Tensión nominal.....220 kV
- Intensidad límite térmica.....40 kA
- Relación de transformación:
 - Intensidad primaria.....1.000/2.000 A
 - Intensidad secundaria.....5-5-5-5 A
- Potencias y clases de precisión:
 - Primer núcleo.....20 VA; C1 0,2s; $F_s \leq 5$
 - Segundo núcleo.....50 VA; 5P20, C1 0,5
 - Tercer y cuarto núcleos.....50 VA; 5P20

3.1.6.5. Transformadores de tensión capacitivos.

Se dispondrá de un juego de tres transformadores de tensión capacitivos por salida de línea, con las siguientes características:

- Tensión nominal.....245 kV
- Relación de transformación:..... $220.000:\sqrt{3}/110:\sqrt{3}/110:\sqrt{3} V$
- Potencias y clases de precisión:
 - Primer núcleo.....20 VA; C1 0,2s
 - Segundo y tercer núcleos.....75 VA; C1 0,5-3P

3.1.6.6. Aisladores soporte.

Las columnas de soporte para apoyo de los embarrados principales serán normalizadas de tipo C10-1050 con las siguientes particularidades:

- Carga de rotura a flexión.....10.000 N
- Carga de rotura a torsión.....4.000 Nm
- Longitud línea de fuga..... $\geq 6.125 \text{ mm}$

El resto de los aisladores soporte serán de tipo C6-1050, de características:

- Carga de rotura a flexión.....6.000 N
- Carga de rotura a torsión.....3.000 Nm
- Longitud línea de fuga..... $\geq 6.125 \text{ mm}$

3.1.6.7. Autoválvulas.

Para la protección de la instalación contra sobretensiones de origen atmosférico se instalarán autoválvulas con las características siguientes:

- Tensión nominal asignada.....192 kV
- Tensión de servicio continuo.....154 kV
- Sobretensión temporal (1 s).....222 kV
- Sobretensión temporal (10 s)211 kV
- Intensidad asignada de descarga.....20 kA
- Tensión residual máxima con onda de intensidad de 3 kA, 30/60 μs 398 kV
- Tensión residual a sobretensión de tipo rayo (20 kA).....479 kV

3.1.6.8. Reactancia.

Para compensar la generación de energía reactiva en las líneas de transmisión del sistema, se contará con una reactancia de compensación.

Las características de la reactancia de compensación serán como mínimo:

- Tipo.....Trifásica
- Instalación.....Intemperie
- Potencia reactiva.....100 MVar
- Frecuencia nominal.....50 Hz
- Tensión nominal.....220 kV
- Regulación.....Automática
- Refrigeración.....ONAN/ONAF/OFAF
- Botellas terminales.....GIS

3.1.6.9. Transformadores de potencia.

En las posiciones de transformador se instalarán tres autotransformadores trifásicos 220/45 kV de 50 MVA cada uno separados por muros cortafuegos con las siguientes características.

- Tipo.....Acorazado, trifásico
- Instalación.....Intemperie
- Número de fases.....3
- Frecuencia nominal.....50 Hz
- Regulación.....Automática
- Tensión nominal..... $220:\sqrt{3}/45\sqrt{3}\pm 10\times 1,5\%$ kV
- Potencia.....55 MVA
- Refrigeración.....ONAN(60%)/ONAF(75%)/OFAF(100%)
- Tensión máxima de servicio.....245 kV
- Grupo de conexión.....YN,a0,d11

Los neutros de las máquinas se conectarán a la malla de puesta a tierra de la subestación, en el interior de una arquería centrada en cada uno de ellos.

Uno de los tres transformadores contará con un devanado terciario para la alimentación de los servicios auxiliares.

Se deberá instalar un depósito de recogida de aceites, para la recogida del mismo en caso de fugas, este depósito debe tener una capacidad del 110% del volumen de aceite contenido en un transformador.

A cada transformador se le dotará de un juego de ruedas para que pueda desplazarse por carriles. Estas ruedas quedarán bloqueadas cuando la máquina esté en servicio.

Cada transformador contará además como mínimo con los siguientes accesorios:

- Transformadores de intensidad en las bornas utilizados para regulación de la tensión y el control térmico del transformador.
- Elementos para el transporte del transformador.
- Equipo de preservación de aceite.
- Sistema de refrigeración anteriormente descrito.
- Instrumentos de medida de la temperatura de aceite y de los arrollamientos.
- Armario de control principal, con autómata regulador.
- Armario de centralización y transferencia.
- Aceite que será conforme a la norma UNE 60926.
- Pasatapas.
- Válvulas que permitan el vaciado y llenado de aceite.
- Relé Buccholz.

3.1.7. APARAMENTA QUE SE INSTALARÁ POR CADA CALLE.

En este punto se describe el aparellaje a instalar en cada calle de la subestación, tendrá las características descritas en el apartado anterior.

POSICIONES 1 Y 2		
Equipo	Cantidad (Juegos trifásicos, excepto LT's y TC's)	Denominación
Seccionador pantógrafo	2	89B1-1, 89B1-2, 89B2-1, 89B2-2
Transformador de intensidad	1	TI-1, TI-2
Interruptor	1	52-1, 52,2
Seccionador rotativo de 3 columnas con p.a.t.	1	89-1/57-1, 89-2/57-2
Transformador de tensión capacitivo	3 uds.	TC-1, TC-2

Tabla 5. Aparamenta posiciones de línea.

POSICIONES 3,4 y 5		
Equipo	Cantidad (Juegos trifásicos, excepto LT's y TC's)	Denominación
Seccionador pantógrafo	2	89B1-3, 89B1-4, 89B1-5, 89B2-3, 89B2-4, 89B2-5
Seccionador rotativo de 3 columnas con p.a.t.	1	89-3/57-3, 89-4/57-4, 89-5/57-5
Transformador de intensidad	1	TI-3, TI-4, TI-5
Interruptor	1	52-3, 52-4, 52-5
Transformador de tensión capacitivo	3 uds.	TC-3, TC-4, TC-5
Autoválvulas	1	PY-3, PY-4, PY-5

Tabla 6. Aparamenta posiciones de transformador.

POSICIÓN 6 (ACOPLAMIENTO)		
Equipo	Cantidad (Juegos trifásicos, excepto LT's y TC's)	Denominación
Seccionador pantógrafo	2	89B1-6, 89B2-6
Transformador de intensidad	1	TI-6
Interruptor	1	52-6

Tabla 7. Aparamenta posición de acoplamiento.

POSICIÓN 7 (REACTANCIA)		
Equipo	Cantidad (Juegos trifásicos, excepto LT's y TC's)	Denominación
Seccionador pantógrafo	2	89B1-7, 89B2-7,
Seccionador rotativo de 3 columnas con p.a.t.	1	89-7/57-7
Transformador de intensidad	1	TI-7
Interruptor	1	52-7
Transformador de tensión capacitivo	3 uds.	TC-7

Tabla 8. Aparamenta posición de reactancia.

BARRAS 1		
Equipo	Cantidad (Unidades)	Denominación
Transformador de tensión capacitivo	3	TC-B1

Tabla 9. Aparamenta barras 1.

BARRAS 2		
Equipo	Cantidad (Unidades)	Denominación
Transformador de tensión capacitivo	1	TC-B2

Tabla 10. Aparamenta barras 2.

En cuanto a las posiciones tomadas como reserva, la aparamenta necesaria se decidirá e instalará en el momento en el que se elija la utilización y finalidad de dichas posiciones, correspondiendo en este caso a las posiciones ocho y nueve de la subestación.

La aparamenta a instalar en las posiciones de reserva, será como mínimo la indicada en el procedimiento de operación 13.3 del Operador del Sistema para este tipo de subestación con la configuración en doble barra con acoplamiento.

3.1.8. RED DE TIERRAS.

3.1.8.1. Red de tierras inferiores.

Con el fin de conseguir niveles admisibles de las tensiones de paso y contacto, la subestación estará dotada de una malla de tierras inferiores formada por cable de cobre de 120 mm² de sección, enterrada en el terreno a 100 cm de profundidad, formando retículas de aproximadamente 10 x 10 m que se extienden por todas las zonas ocupadas por las instalaciones, incluidas cimentaciones, edificios y cerramiento.

Cumplimentando la Instrucción Técnica Complementaria del MIE-RAT, 13, punto 6.1, se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pudieran estarlo como consecuencia de averías, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se unirán a la malla: la estructura metálica, bases de aparellaje, cerramientos, neutros de transformadores de medida, etc.

Estas conexiones se fijarán a la estructura y carcasas del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales que aseguran la permanencia de la unión, haciendo uso de soldaduras aluminotérmicas de alto poder de fusión para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

La malla de tierra a tender quedará dimensionada, considerando la intensidad de falta máxima que se ha definido en las hipótesis de diseño.

En el Documento 2 “Cálculos”, se han reflejado los datos y cálculos de la malla a instalar, comprobando los valores que fija el MIE-RAT 13, tomando como método de cálculo la norma ANSI-Std 80-86.

Este sistema de puesta a tierra aparece reflejado en el plano nº RT220.

3.1.8.2. Red de tierras superiores.

Con el fin de proteger los equipos de la subestación contra descargas atmosféricas directas, se dotará a la subestación con una malla de tierras superiores, formada por puntas Franklin sobre columnas y conductores de Alumoweld tendidos entre las columnas de los pórticos. Tanto los conductores como los pararrayos se unirán a la malla de tierra de la instalación a través de la estructura metálica que los soporta, de forma que se garantiza una unión eléctrica suficiente con la malla.

En el documento “Cálculos” se justifican los cálculos de este sistema, que aparece reflejado en el plano RTA220

3.1.9. ESTRUCTURAS METÁLICAS.

Las estructuras metálicas y soportes de la aparamenta del parque se construirán con perfiles de acero normalizados. Todas las estructuras tendrán acabado galvanizado en caliente como protección contra la corrosión.

Para el anclaje de estas estructuras, se dispondrán cimentaciones adecuadas a los esfuerzos que han de soportar, construidas a base de hormigón y en las que quedarán embebidos los pernos de anclaje correspondientes. El hormigón se realizará en dos fases, la primera de asentamiento del cimiento y la segunda de anclaje de la propia estructura.

Estas estructuras se complementan con tornillería y herrajes auxiliares para fijación de cajas de centralización, sujeción de cables y otros elementos accesorios.

3.1.10. SERVICIOS AUXILIARES.

Los servicios auxiliares de la subestación están constituidos fundamentalmente por las fuentes de alimentación y los sistemas de distribución de energía eléctrica que son necesarios para asegurar el funcionamiento de la instalación.

Estos servicios auxiliares distribuyen la energía necesaria al aparellaje y equipos instalados en la subestación, con la calidad de servicio y la seguridad que son necesaria para su funcionamiento fiable.

Desde los servicios auxiliares se alimentarán los siguientes equipos: Aparellaje de alta tensión, motores asociados a los órganos de maniobra, sistemas de refrigeración de transformadores, circuitos de calefacción de mandos y armarios de intemperie, equipo de mando y control, sistemas de control e información, equipos de protección, sistemas de señalización y alarma, equipos de telecontrol, equipos de telefonía, sistema de comunicaciones e instalaciones anexas.

Para satisfacer estas necesidades se adoptan distintos tipos de alimentación, a corriente alterna C.A. y a corriente continua C.C.

3.1.10.1. Servicios auxiliares de corriente alterna.

Se contemplan las siguientes fuentes de alimentación de corriente alterna a la nueva subestación y prioridad de mayor a menor:

1. Terciario de uno de los transformadores.
2. Grupo electrógeno.

Para la alimentación de los servicios auxiliares se dispondrá de un transformador de servicios auxiliares 45/0,38 kV de 2500 KVA, este transformador se instalará en el edificio de control.

Existirá un automatismo de conmutación que, en caso de pérdida de la alimentación prioritaria, conmutará a la alimentación secundaria.

En caso de pérdida de la alimentación prioritaria, el automatismo de conmutación cambiará la alimentación a la del grupo electrógeno. Si estando los servicios auxiliares alimentados por el grupo electrógeno se restableciera el suministro, se dará orden de disparo al interruptor del grupo y parada del mismo.

La medida de energía consumida por los servicios auxiliares se medirá en baja tensión montándose un contador de activa de clase 1, que se instalará en el Cuadro General de Servicios Auxiliares de c. a.

3.1.10.2. Servicios auxiliares de corriente continua.

Los servicios auxiliares de corriente continua contarán con un sistema de 125 V y uno de 48 V, el primero estará destinado a la alimentación de los sistemas de control, protecciones y fuerza y el segundo tendrá la función de dar suministro a los equipos de comunicaciones de la subestación.

3.1.10.2.1 Sistema de 125 V de corriente continua para fuerza y control.

Se instalarán dos equipos fuente conmutada-batería en la sala de servicios auxiliares del Edificio de Control, con capacidad cada uno para alimentar todos los sistemas de control y protecciones, así como el sistema de fuerza (alimentación de motores de interruptores y seccionadores).

Las características principales de estos equipos serán:

- Rectificador:
 - Entrada (c.a.): 3 x 400 / 230 Vc.a.
 - Salida (c.c.): 125 V c.c. +10% -15%.
 - Corriente nominal: 40 A.
- Batería.
 - Capacidad: 300 Ah
 - Autonomía mínima: 8 h.

La distribución de fuerza en corriente continua para alimentación de motores de interruptores y seccionadores se realizará sobre los bastidores de protección, con una alimentación por caseta y posibilidad de apoyo desde casetas contiguas.

3.1.10.2.2 Sistema de 48 V de corriente continua.

En el Edificio de Control se instalarán dos equipos de fuentes conmutadas de AF-batería para 48 V con capacidad de acuerdo a los criterios de diseño normalizados y un Cuadro General de corriente continua de 48 V. De este cuadro, partirán todas las alimentaciones a los equipos de comunicaciones y del Centro de Control de la Subestación, del edificio de control.

Las características principales de estos equipos serán:

- Rectificador:
 - Entrada (c.a.): 3 x 400 / 230 Vc.a.
 - Salida (c.c.): 48 V c.c. +10% -15%.
 - Corriente nominal: 75 A.
- Batería:
 - Capacidad: 112 Ah.
 - Autonomía mínima: 4 h.

3.1.11. OBRA CIVIL Y EDIFICACIÓN.

3.1.11.1. Movimiento de tierras.

La explanación de la subestación se realizará con la amplitud necesaria para un parque de 220 kV de 9 posiciones, implantación de un edificio de control e instalaciones anejas (aparcamiento, depósito de agua, grupo electrógeno, etc.). Incluye así mismo el desbroce y adecuación del camino de acceso a la instalación.

El movimiento de tierras estará condicionado entre otros por las características del terreno y recomendaciones incluidas en el estudio geotécnico que se deberá realizar con anterioridad al inicio del proyecto. En función de este estudio y del adecuado análisis de la evacuación de aguas de la plataforma se determinará la cota o en su caso la pendiente que deba darse a la misma.

A la terminación de la plataforma final se hará el estudio de la resistividad del terreno y sondeos adicionales para contrastar la idoneidad de las cimentaciones diseñadas.

3.1.11.2. Drenajes y saneamientos.

El sistema de drenaje encargado de la evacuación de aguas de la subestación funcionará por gravedad y tendrá en cuenta la intensidad máxima de la lluvia en la zona para el diseño de los registros y la determinación del diámetro de los tubos de drenaje.

Se instalarán los tubos drenantes necesarios para evacuar las aguas, de forma que no se produzca un efluente masivo, y que se consiga la máxima difusión posible, al objeto de evitar reclamaciones de las parcelas colindantes en las que actualmente y de modo natural se evacúan las aguas de lluvia.

La salida de la fosa séptica se llevará a una arqueta (toma de muestras) y de esta a un pozo filtrante, no estando permitido el vertido de los efluentes a la red de drenajes.

3.1.11.3. Cimentaciones, viales y canales de cables.

Los viales interiores podrán ser de tipo flexible o bien de firme rígido de las anchuras indicadas en el plano de planta.

Los de firme flexible dispondrán de una base bituminosa tendida sobre explanada, una base granular a base de zahorra artificial, sobre la que se aplicará un riego de imprimación y doble tratamiento superficial y capa de rodadura.

En el caso de utilizar viales de firme rígido estarán constituidos por una capa de zahorra compactada sobre el terreno compactado y una losa de hormigón, armada con malla electrosoldada.

Los canales de cables serán de tipo prefabricado.

3.1.11.4. Accesos.

El acceso a la subestación se hará mediante un camino con una sección de firme consistente en una capa de zahorra artificial, sobre la que se extenderá una capa de rodadura.

Se tratará de un vial de acceso hasta la subestación de 5 m de ancho con traza apropiada para el acceso de los transportes especiales que llegarán a la subestación. Dicho camino dispondrá de cunetas revestidas, pasacunetas y demás obras que requieran su perfecta conservación.

3.1.11.5. Edificio de control y casetas de relés.

3.1.11.5.1. Edificio de mando y control.

Este edificio albergará los equipos de comunicaciones, unidad central y monitores del sistema de control digital, equipos cargador-batería, cuadros de servicios auxiliares de c.c. y c.a. y centralitas de alarmas de los sistemas de seguridad y antiintrusismo.

Se construirá un edificio de mando y control de una planta, de dimensiones 18,40 x 12,40.

Este edificio, dispondrá de sala de mando y control, sala de comunicaciones, sala de servicios auxiliares, sala multiuso, almacén, archivo, aseos y vestuarios. Se dispondrá además de las dependencias habituales para este tipo de edificios (vestuarios, archivo y un almacén-taller).

Es imprescindible que ante un corte de corriente (conmutación de servicios auxiliares, etc.) los equipos continúen funcionando, sin necesidad de reconexión manual. Se incluirá un automatismo de control y alarma de los grupos refrigeradores.

El suministro de agua al edificio se realizará con una acometida a la red del municipio en que se ubique la Subestación. Si esto no fuese posible, se dispondría un depósito enterrado de 12 m³ de capacidad y grupo de presión. En este segundo caso se dispondrá además lo necesario para el aprovechamiento de las aguas pluviales de la cubierta del edificio.

3.1.11.5.2. Casetas de relés.

En estas casetas, se ubicarán los bastidores de relés, el cuadro de servicios auxiliares de c.a., armario de onda portadora, armario de comunicaciones y armario convertidor de 125 Vcc/ 48 Vcc con su correspondiente cuadro de 48 Vcc.

Se construirán cuatro casetas de relés CR-1, CR-2, CR-3 y CR-4 en el parque de la subestación, una por cada dos posiciones, de dimensiones exteriores todas de 4 x 6 m.

Es imprescindible que ante un corte de corriente (conmutación de servicios auxiliares, etc.) los equipos continúen funcionando, sin necesidad de reconexión manual. Se incluirá un automatismo de control y alarma.

3.2. SISTEMAS SECUNDARIOS.

3.2.1. SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.

3.2.1.1. Sistema de control.

El sistema de control es el sistema a través del cual se realizan las tareas de supervisión, maniobras y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores relacionado con la subestación, tales como: el control local de la subestación, comunicaciones y manejo de los servicios auxiliares.

El sistema de control estará formado por un Sistema de Control Interno, cuya unidad central se ubicará en el edificio de control. La subestación deberá contar con equipos de adquisición de datos de campo (mini ULC) instalados en cada bastidor de relés, estos equipos se conectarán al centro de control de la subestación mediante una red de fibra óptica.

3.2.1.2. Sistema de protecciones.

El sistema de protecciones es el encargado de aportar seguridad al sistema y a la instalación, este sistema tendrá las siguientes funciones:

- Detectar cualquier defecto.
- Localizar el defecto.
- Eliminar el defecto selectivamente.

Las protecciones deberán cumplir con las condiciones de fiabilidad, sensibilidad, velocidad y selectividad.

El sistema de protecciones se configura basado en dos bloques de protecciones, cada uno alimentado por un sistema rectificador/cargador de batería, trabajando sobre uno de los dos circuitos de disparo de cada interruptor.

En lo referente a las protecciones previstas para instalar en las posiciones irán ubicadas en los bastidores integrados de cada posición.

Las protecciones previstas se indican en las siguientes tablas:

POSICIÓN 1 LÍNEA 1		
PROTECCIÓN PRINCIPAL		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Diferencial de línea.	87L	1
Protección de distancia.	21	
Función de reenganche.	79	
Función instantánea de sobreintensidad.	50C	
Localizador de falta.	LOC	
Oscilografia.	OSC	
PROTECCIÓN SECUNDARIA		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Diferencial de línea.	87L	1
Protección de distancia.	21	
Función de reenganche.	79	
Función instantánea de sobreintensidad.	50C	
Localizador de falta.	LOC	
Oscilografia.	OSC	
PROTECCIÓN INTERRUPTOR		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Función de cierre o arranque con tiempo de retraso.	2	1
Comprobación de sincronismo.	25	
Permiso de sincronismo de reenganche.	25AR	
Función de mínima tensión.	27	
Fallo de interruptor.	50S-62	
Oscilografia.	OSC	

Tabla 11. Protecciones posición 1.

POSICIÓN 2 LÍNEA 2		
PROTECCIÓN PRINCIPAL		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Diferencial de línea.	87L	1
Protección de distancia.	21	
Función de reenganche.	79	
Función instantánea de sobreintensidad.	50C	
Localizador de falta.	LOC	
Oscilografía.	OSC	
PROTECCIÓN SECUNDARIA		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Diferencial de línea.	87L	1
Protección de distancia.	21	
Función de reenganche.	79	
Función instantánea de sobreintensidad.	50C	
Localizador de falta.	LOC	
Oscilografía.	OSC	
PROTECCIÓN INTERRUPTOR		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Función de cierre o arranque con tiempo de retraso.	2	1
Comprobación de sincronismo.	25	
Permiso de sincronismo de reenganche.	25AR	
Función de mínima tensión.	27	
Fallo de interruptor.	50S-62	
Oscilografía.	OSC	

Tabla 12. Protecciones posición 2.

POSICIÓN 3 TRANSFORMADOR DE DEMANDA 1		
PROTECCIÓN INTERRUPTOR		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Función de cierre o arranque con tiempo de retraso.	2	1
Comprobación de sincronismo.	25	
Permiso de sincronismo de reenganche.	25AR	
Función de mínima tensión.	27	
Fallo de interruptor.	50S-62	
Oscilografía.	OSC	

Tabla 13. Protecciones posición 3.

POSICIÓN 4 TRANSFORMADOR DE DEMANDA 2		
PROTECCIÓN INTERRUPTOR		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Función de cierre o arranque con tiempo de retraso.	2	1
Comprobación de sincronismo.	25	
Permiso de sincronismo de reenganche.	25AR	
Función de mínima tensión.	27	
Fallo de interruptor.	50S-62	
Oscilografía.	OSC	

Tabla 14. Protecciones posición 4.

POSICIÓN 5 TRANSFORMADOR DE DEMANDA 3		
PROTECCIÓN INTERRUPTOR		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Función de cierre o arranque con tiempo de retraso.	2	1
Comprobación de sincronismo.	25	
Permiso de sincronismo de reenganche.	25AR	
Función de mínima tensión.	27	
Fallo de interruptor.	50S-62	
Oscilografía.	OSC	

Tabla 15. Protecciones posición 5.

POSICIÓN 6 ACOPLAMIENTO		
PROTECCIÓN INTERRUPTOR		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Protección de distancia.	21	1
Función de cierre o arranque con tiempo de retraso.	2	
Comprobación de sincronismo.	25	
Permiso de sincronismo de reenganche.	25AR	
Sobreintensidad de fases temporizada.	51	
Sobreintensidad de neutro temporizada.	51N	
Fallo del interruptor.	50S-62	
Oscilografía.	OSC	

Tabla 16. Protecciones posición 6.

POSICIÓN 7 REACTANCIA		
PROTECCIÓN INTERRUPTOR		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Función de cierre o arranque con tiempo de retraso.	2	1
Comprobación de sincronismo.	25	
Permiso de sincronismo de reenganche.	25AR	
Función de mínima tensión.	27	
Fallo de interruptor.	50S-62	
Oscilografía.	OSC	

Tabla 17. Protecciones posición 7.

POSICIÓN BARRAS 1 – BARRAS 2		
FUNCIÓN	DENOMINACIÓN ANSI	CANTIDAD
Diferencial de barras.	87B	2
Relé de enclavamiento.	86	2

Tabla 18. Protecciones barras 1 y barras 2.

3.2.2. COMUNICACIONES.

Las necesidades de servicios de telecomunicaciones consisten en servicios de telefonía, canales de comunicación para las protecciones de línea, circuitos de telecontrol y de telegestión.

Para la comunicación de las protecciones se utilizarán enlaces por fibra óptica para la protección primaria, y de onda portadora, con las correspondientes teleprotecciones de baja frecuencia asociada, para las protecciones secundarias y teledisparo.

Se dotará al edificio de control y a las nuevas casetas de la subestación, de fibra óptica multimodo y red de telefonía.

3.2.3. SISTEMA DE MEDIDA.

Para medida de los parámetros de las distintas posiciones se instalará un multiconvertidor de clase 0,5 de tensión, potencia activa y reactiva, que se ubicarán en cada nuevo bastidor de salida de línea.

3.2.4. SEGURIDAD, CONTRAINCENDIOS Y ANTIINTRUSISMO.

Para el sistema de seguridad se instalará una única central mixta: "Incendios, robo y transmisión de alarmas para los sistemas de detección, antiintrusismo y contraincendios en el Edificio de Control, siendo el resto del equipo el normalizado.

Este apartado contará con los siguientes sistemas:

- El sistema de detección Antiintrusismo.
- El sistema contraincendios.

3.2.5. CERRAMIENTO.

Se realizará un cerramiento de toda la subestación con valla metálica de acero galvanizado reforzado de dos metros de altura, rematado con alambrada de tres filas, con postes metálicos, embebidos sobre un murete corrido de hormigón de 0,5 m de altura.

Se dispondrán las siguientes puertas:

- Puerta de acceso de peatones de 1 m de anchura, con cerradura eléctrica, para apertura desde el edificio de control.
- Puerta de acceso de vehículos de 6 m de anchura, de tipo corredera, motorizada con cremallera y automatismo de cierre y apertura a distancia.
- Puerta de acceso de peatones de 1 m de anchura, con cerradura por llave, para el acceso al centro de transformación de media tensión, para entrada exclusiva del personal de la Compañía Suministradora.



Universidad
Carlos III de Madrid

INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 220 kV

DOCUMENTO 2

CÁLCULOS

DOCUMENTO 2. CÁLCULOS.

ÍNDICE.

1.	OBJETO.....	7
2.	SUBESTACIÓN DE 220kV.....	8
2.1.	CÁLCULO MECÁNICO DE EMBARRADOS RÍGIDOS.....	8
2.1.1.	HIPÓTESIS DE DISEÑO.....	8
2.1.2.	CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN.....	9
2.1.3.	NORMATIVA APLICABLE.....	9
2.1.4.	CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES Y EQUIPOS A INSTALAR. 10	
2.1.4.1.	Tubo 150/134.....	10
2.1.4.2.	Tubo 100/88.....	10
2.1.4.3.	Características de los aisladores soporte.....	11
2.1.5.	CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO PRINCIPAL.....	12
2.1.5.1.	Corriente de cortocircuito.....	12
2.1.5.2.	Tensión en el tubo.....	12
2.1.5.3.	Reacciones sobre aisladores soporte.....	19
2.1.5.4.	Flecha en el tubo.....	22
2.1.5.5.	Elongación del embarrado.....	22
2.1.5.6.	Esfuerzo térmico en cortocircuito.....	23
2.1.5.7.	Intensidad nominal de las barras.....	23
2.1.6.	CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO SECUNDARIO.....	24
2.1.6.1.	Corriente de cortocircuito.....	24
2.1.6.2.	Tensión en el tubo.....	24
2.1.6.3.	Reacciones sobre aisladores soporte.....	29
2.1.6.4.	Flecha en el tubo.....	31
2.1.6.5.	Elongación del embarrado.....	32
2.1.6.6.	Esfuerzo térmico en cortocircuito.....	32
2.1.6.7.	Intensidad nominal de las barras.....	33
2.2.	CÁLCULO DE EFECTO CORONA.....	34
2.2.1.	CÁLCULO DE LA TENSIÓN DISRUPTIVA.....	34
2.3.	CÁLCULO DE AUTOVÁL VULAS.....	36
2.4.	CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS.....	39
2.4.1.	RED DE TIERRAS SUPERIORES.....	39

2.4.2.	<i>RED DE TIERRAS INFERIORES.</i>	40
2.4.2.1.	<i>Criterios de diseño.</i>	40
2.4.2.2.	<i>Normativa aplicable.</i>	41
2.4.2.3.	<i>Características del terreno.</i>	41
2.4.2.4.	<i>Características del conductor.</i>	41
2.4.2.5.	<i>Cálculos justificativos.</i>	42
3.	<i>ANEXO 1.</i>	49

ÍNDICE DE TABLAS.

<i>Tabla 1. Características tubo 150/134.</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 2. Características tubo 100/88.</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 3. Aisladores, vano A.</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 4. Aisladores, vano B.</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 5. Tensión asignada de las autoválvulas.</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 6. Impedancia del pararrayos y sobretensión eventual.</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 7. Tabla 3 de la norma IEC 865.</i>	<i>49</i>

ÍNDICE DE FIGURAS.

<i>Figura 1. Relación de f_c/f con V_r.</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2. Relación de f_c/f con los factores $V\sigma$ y constante k.</i>	<i>15</i>
<i>Figura 3. Factor q.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 4. Relación de f_c/f con V_f.</i>	<i>19</i>
<i>Figura 5. Factor de reducción S_f, para 15 ohmios.</i>	<i>44</i>
<i>Figura 6. Factor de reducción S_f, para 100 ohmios.</i>	<i>45</i>

1. **OBJETO.**

El objeto de este documento es justificar, desde el punto de vista técnico, las soluciones adoptadas en la subestación para los elementos más críticos de la configuración elegida.

El documento incluye la justificación de los siguientes elementos:

- Cálculo mecánico de embarrados.
- Cálculo del efecto corona.
- Cálculo de autoválvulas.
- Cálculo de la red de tierras.

Cada apartado contiene la normativa aplicable en cada caso, las hipótesis de diseño, los cálculos justificativos, criterios de validación y conclusiones necesarias.

2. SUBESTACIÓN DE 220kV.

2.1. CÁLCULO MECÁNICO DE EMBARRADOS RÍGIDOS.

2.1.1. HIPÓTESIS DE DISEÑO.

Se tomará una corriente de cortocircuito, tanto trifásica como monofásica en la instalación de 40 kA para permitir evoluciones futuras del sistema eléctrico sin impacto en la nueva subestación, se adoptan los siguientes valores de diseño:

- I_{cc3} (simétrica): 40 kA.
- R/X (simétrica): 0,07.
- Duración del cortocircuito: 0,5 segundos.

Conductor rígido.

Se van a realizar interconexiones con tubo de aluminio de diámetro exterior/interior 150/134 mm en barras principales y con tubo de 100/88 mm en los embarrados bajos de la posición.

Condiciones del vano.

La geometría y condiciones de anclaje en los extremos de los vanos considerados como más desfavorables son las siguientes:

- Vano: Barras principales (Aislador-Aislador).
- Longitud de vano: 13,5 m de longitud.
- Distancia entre fases: 4 m.
- Anclaje: Empotrado-Elástico.

Para el embarrado secundario se realizan los cálculos para un vano de 7,5 m de longitud y una distancia entre fases de 4 m.

2.1.2. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN.

La subestación se encontrará situada a una altitud de 600 m sobre el nivel del mar (ZONA B según RLAT). Por lo tanto, se considerarán las siguientes condiciones:

- Hielo: Se considera una sobrecarga de valor: $180 \cdot \sqrt{d}$ gramos por metro lineal, siendo d el diámetro del conductor en mm.
- Viento: Presión de viento a 140 km/h = $95,27 \text{ DaN/m}^2$.

2.1.3. NORMATIVA APLICABLE.

Los cálculos que se realizan a continuación cumplen con la normativa vigente en España referente a este tipo de instalaciones y está basado en las siguientes normas y reglamentos:

- “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación”. Real Decreto 3275/1982 de 18 de Noviembre de 1982.
- “Instrucciones técnicas complementarias”. OM de 18 de Octubre de 1984, y posteriores.
- “Reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión” (RLAT).- Real Decreto 3151/68 de 28 de Noviembre de 1968, y modificaciones posteriores.
- Norma CEI 865 de 1986, “Cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito”
- Norma UNE EN 60865-1, “Corrientes de cortocircuito, cálculo de efectos. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo”.
- Norma CEI 909-1988, “Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de corriente alterna trifásica”.
- Norma NCSR-02, “Norma de construcción sismorresistente”, parte general y edificación.
- NORMA VDE 0102.
- NORMA DIN 43670.

Si al aplicar las normas y reglamentos anteriores se obtuviesen valores que discrepasen con los que pudieran obtenerse con otras normas o métodos de cálculo, se considerará siempre el resultado más desfavorable, con objeto de estar siempre del lado de la seguridad.

2.1.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES Y EQUIPOS A INSTALAR.

2.1.4.1. Tubo 150/134.

TUBO 150/134	
Aleación	E-AlMgSi0, 5, F22
Diámetro exterior (D)/interior (d)	150/134 mm
Espesor de la pared (e)	8 mm
Peso propio unitario (P_{pt})	9,64 kg/m
Sección (A)	3.569 mm ²
Carga de rotura del material (a_R)	215 N/mm ²
Momento de inercia (J)	903 cm ⁴
Momento resistente (W)	120 cm ³
Módulo de elasticidad (Young) (E)	70.000 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (R_{p02})	160 N/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal (s)	0,023 mm/m°C
Intensidad máxima ¹	3.250 A.

Tabla 1. Características tubo 150/134.

2.1.4.2. Tubo 100/88.

TUBO 100/88	
Aleación	E-AlMgSi0, 5, F22
Diámetro exterior (D)/interior (d)	100/88 mm
Espesor de la pared (e)	6 mm
Peso propio unitario (P_{pt})	4,78 kg/m
Sección (A)	1.772 mm ²
Carga de rotura del material (a_R)	215 N/mm ²
Momento de inercia (J)	196 cm ⁴
Momento resistente (W)	39,3 cm ³
Módulo de elasticidad (Young) (E)	70.000 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (R_{p02})	160 N/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal (s)	0,023 mm/m°C
Intensidad máxima ¹	1.690 A.

Tabla 2. Características tubo 100/88.

¹ Calculada por el fabricante (DIN 43670) a Tambiente = 30° y Tconductor = 65°

2.1.4.3. Características de los aisladores soporte.

En los tramos del vano A, correspondientes a las barras principales, se instalarán aisladores C10-1050, con las siguientes características mecánicas:

AISLADORES VANO A	
Carga de rotura a flexión	10.000 N
Carga de rotura a torsión	4.000 N
Altura del aislador	2.300 mm
Altura de la pieza soporte	170 mm
Diámetro medio	310 mm

Tabla 3. Aisladores, vano A.

En los tramos del vano B, correspondientes a las barras secundarias, se instalarán aisladores C6-1050, con las siguientes características mecánicas:

AISLADORES VANO B	
Carga de rotura a flexión	6.000 N
Carga de rotura a torsión	3.000 N
Altura del aislador	2.300 mm
Altura de la pieza soporte	140 mm
Diámetro medio	310 mm

Tabla 4. Aisladores, vano B.

2.1.5. CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO PRINCIPAL.

Si se realiza un estudio sobre los apoyos del embarrado principal, se puede demostrar que los mayores esfuerzos se producen en los apoyos intermedios, por tanto, se tomarán estos como la posición más desfavorable.

Los cálculos que se muestran a continuación se obtienen como resultado de aplicar superposición de efectos, según la Norma CEI 865, en el punto más crítico.

2.1.5.1. Corriente de cortocircuito.

La intensidad simétrica de cortocircuito trifásico (I_{cc}) a efectos de diseño es de 40 kA.

La intensidad de cresta, (S/ CEI 909) vale:

$$I_{p3} = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} \quad (1)$$

Con:

$$\chi = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \quad (2)$$

R/X es la relación de impedancias equivalentes del sistema en el punto de cortocircuito que, para la red de transporte en este nivel de tensión, vale típicamente 0,07.

Así, sustituyendo en (2) y luego en (1),

$$\chi = 1.814 \quad I_p = 102,615 \text{ kA}$$

2.1.5.2. Tensión en el tubo.

Esfuerzos por viento:

Los esfuerzos producidos por el viento vienen dados por la siguiente ecuación:

$$F_v = p_v \cdot D \quad (3)$$

Siendo:

- $p_v = 952,7 \text{ N/m}^2$, presión del viento a 140 km/h.
- $D = 0,150 \text{ m}$, diámetro exterior del tubo.

Sustituyendo en (3):

$$F_v = 142,905 \text{ N/m}$$

Esfuerzos por peso propio.

Será la suma del esfuerzo producido por el propio peso y el esfuerzo producido por el cable amortiguador:

$$F_p = F_{pp} + \text{Cable amortiguador} \quad (4)$$

Siendo:

$$F_{pp} = P_{pt} \cdot g \quad (5)$$

Donde:

- $P_{pt} = 9,64 \text{ kg/m}$, peso propio unitario.
- $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, gravedad terrestre.

$$F_{pp} = 94,56 \text{ N/m}$$

Por otro lado:

Cable amortiguador (RAIL) = $15,70 \text{ N/m}$, en los $4/3$ del vano, equivalentes con:

$$15,70 \cdot \frac{4}{3} = 20,93 \text{ N/m}$$

Sustituyendo en ambas expresiones se tiene:

$$F_p = 115,49 \text{ N/m}$$

Esfuerzos por hielo:

El esfuerzo provocado por el hielo en la zona B del R.L.A.T. es:

$$F_h = 180 \cdot \sqrt{D} \cdot g \quad (6)$$

Sustituyendo en la ecuación (6):

$$F_h = 21,63 \text{ N/m}$$

Esfuerzos por cortocircuito.

La fuerza estática por unidad de longitud entre dos conductores paralelos recorridos por una intensidad se obtiene de la expresión:

$$F_{m3st} = 0,866 \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_{p3}^2}{2 \cdot \pi \cdot a} \quad (7)$$

Donde:

- $I_{p3} = 102,615 \text{ kA}$, intensidad de cresta de cortocircuito trifásico.
- $a = 4 \text{ m}$, distancia media entre fases.
- $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ N/A}^2$, permeabilidad magnética del vacío.

Sustituyendo en (7) y operando:

$$F_{m3st} = 0,866 \cdot \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot (102,615 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot \pi \cdot 4} = \mathbf{455,941 \text{ N/m}}$$

A su vez, los esfuerzos dinámicos dependen de la frecuencia de vibración propia del tubo, que es función del tubo, del vano y de los apoyos, y que permite calcular dos coeficientes que determinan el esfuerzo dinámico en cortocircuito sobre el tubo:

V_σ : factor que tiene en cuenta el efecto dinámico.

V_r : factor que tiene en cuenta el reenganche.

La frecuencia de vibración de un tubo vale, S/ CEI 865:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m_t}} \quad (8)$$

Donde:

- $E = 70.000 \text{ N/mm}^2$, módulo de Young del material.
- $I = 903 \text{ cm}^4$, inercia de la sección.
- $l = 13,5 \text{ m}$, longitud del vano.
- $m_t = \frac{F_p}{g} = \frac{115,49}{9,81} = 11,77 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$, masa unitaria del tubo y el amortiguador.
- γ : coeficiente del tubo y los apoyos, en este caso 1,57 (TABLA 3 CEI 865).

Sustituyendo y operando obtenemos una frecuencia de:

$$f_c = \mathbf{1,996 \text{ Hz}}$$

La relación entre la frecuencia de oscilación y la frecuencia nominal del sistema establece los valores de V_σ y V_r .

$$f_c/50 = 0,0399$$

En estas condiciones, según las graficas pertenecientes a la norma CEI 865:

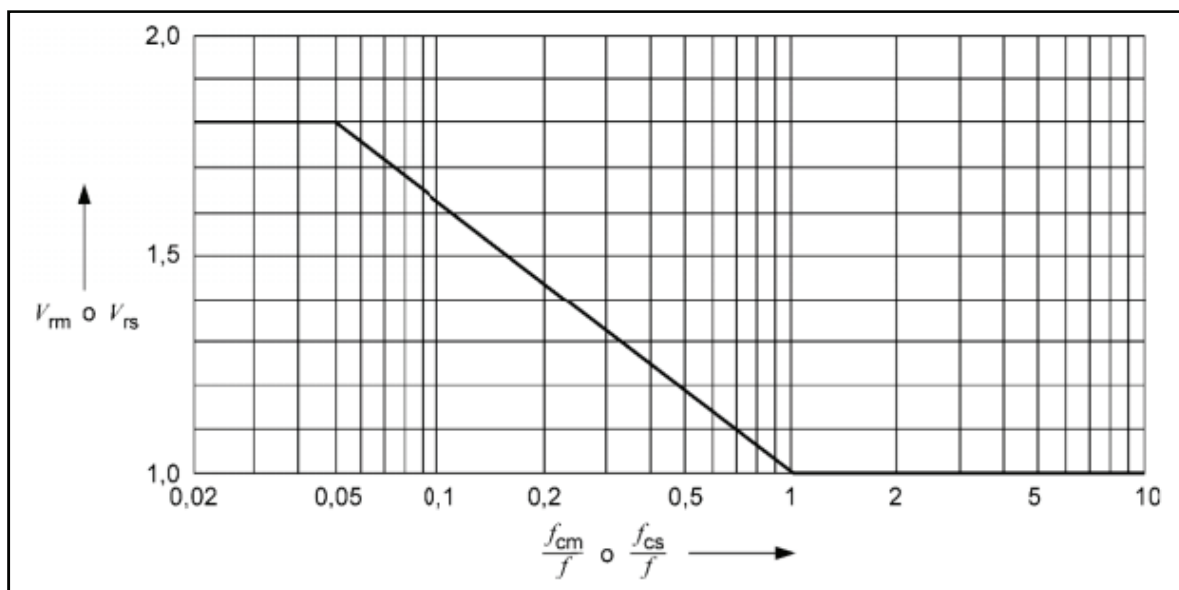


Figura 1. Relación de f_c/f con V_r .

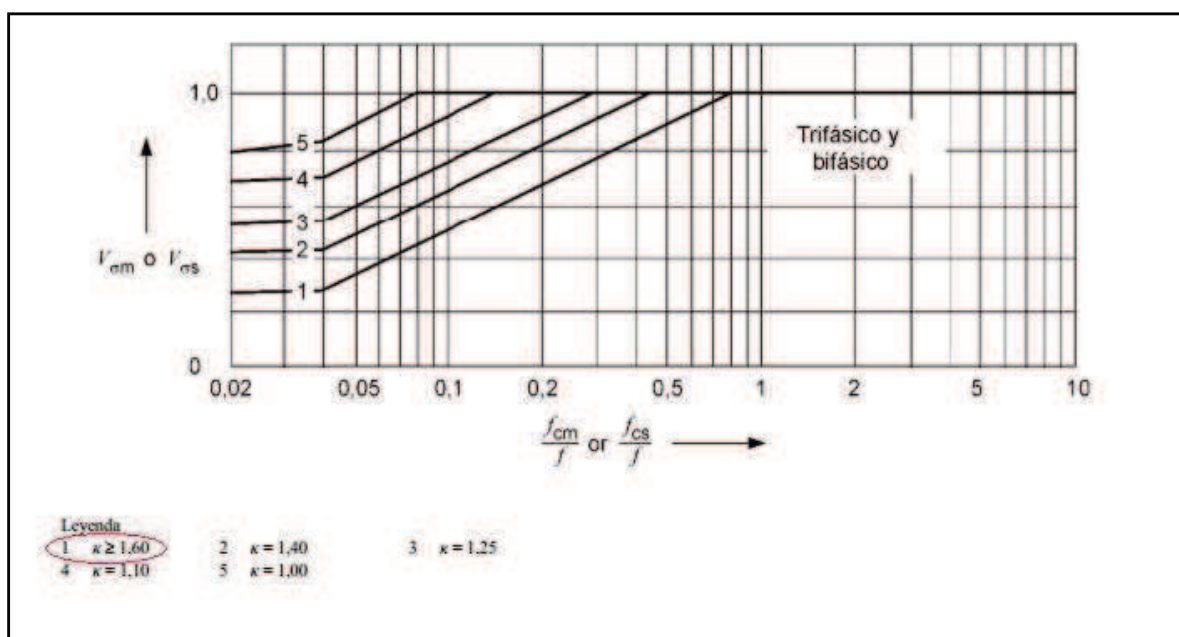


Figura 2. Relación de f_c/f con los factores V_σ y constante k .

En estas condiciones, según el anexo A de la norma CEI 865 que contiene las siguientes fórmulas:

$$V_{\sigma} = 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 K} + 0,54 \cdot \log \frac{f_c}{f} \quad (9)$$

$$V_r = 1 - 0,615 \cdot \log \frac{f_c}{f} \quad (10)$$

Con $k=1,6$ S/CEI 865, sustituyendo:

$$V_{\sigma} = 0,3054$$

$$V_r = 1,8$$

La tensión de trabajo en el tubo por esfuerzo dinámico de cortocircuito, teniendo en cuenta que es necesario superposición de esfuerzos en el apoyo más desfavorable, vale:

$$\sigma_m = \sum_i V_{\sigma} \cdot V_r \cdot \beta_i \cdot \frac{F_{m3st} \cdot l_i^2}{8 \cdot W} \quad (11)$$

Donde:

- $i = 2$ vanos idénticos, tanto en disposición como en características físicas.
- $\beta = 1,0$ S/CEI 865
- $W = 120 \text{ cm}^3$, momento resistente de la sección.

Así,

$$\sigma_m = 95,16 \text{ N/mm}^2$$

La tensión de trabajo total en el tubo vendrá dada por la suma geométrica de las tensiones producidas por los distintos esfuerzos, que se acumulan, en sus direcciones respectivas, a la calculada de cortocircuito. En este caso, considerando todas las cargas uniformemente repartidas y aplicando del mismo modo superposición de esfuerzos,

$$\sigma_i = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{P_i \cdot l_i^2}{W} \quad (12)$$

Donde:

- P : carga repartida que produce el esfuerzo.
- $W = 120 \text{ cm}^3$, momento resistente de la sección.
- $l = 13,5 \text{ m}$, longitud del vano.
- $i = 2$ vanos idénticos.

Entonces, sustituyendo valores en la anterior ecuación, obtenemos los siguientes esfuerzos:

Por viento:

$$\sigma_v = \sum_{i=1}^2 \left[\frac{1}{8} \cdot \frac{149,905 \cdot 13,5^2}{120} \right] = \mathbf{56,917 N/mm^2}$$

Por peso Propio:

$$\sigma_p = \sum_{i=1}^2 \left[\frac{1}{8} \cdot \frac{115,49 \cdot 13,5^2}{120} \right] = \mathbf{43,850 N/mm^2}$$

Por hielo:

$$\sigma_h = \sum_{i=1}^2 \left[\frac{1}{8} \cdot \frac{21,63 \cdot 13,5^2}{120} \right] = \mathbf{8,213 N/mm^2}$$

La suma de estas tensiones, teniendo en cuenta su dirección, da como resultado una tensión total de módulo:

$$\sigma_{total} = \sqrt{(43,850 + 8,213)^2 + (56,917 + 95,16)^2} = \mathbf{160,742 N/mm^2}$$

El coeficiente de seguridad del tubo frente al límite de fluencia vale:

$$\text{Coeficiente de seguridad} = \frac{160}{160,742} = \mathbf{0,995} \quad (13)$$

En cuanto al esfuerzo en cortocircuito, la norma CEI 865 establece que el tubo soporta los esfuerzos si se cumple:

$$\sigma_{total} \leq q \cdot R_{p0,2} \quad (14)$$

Donde:

- $R_{p0,2} = 160 \text{ N/mm}^2$.
- $q = 1,334$, factor de resistencia para tubo 150/134, obtenido en figura 3.

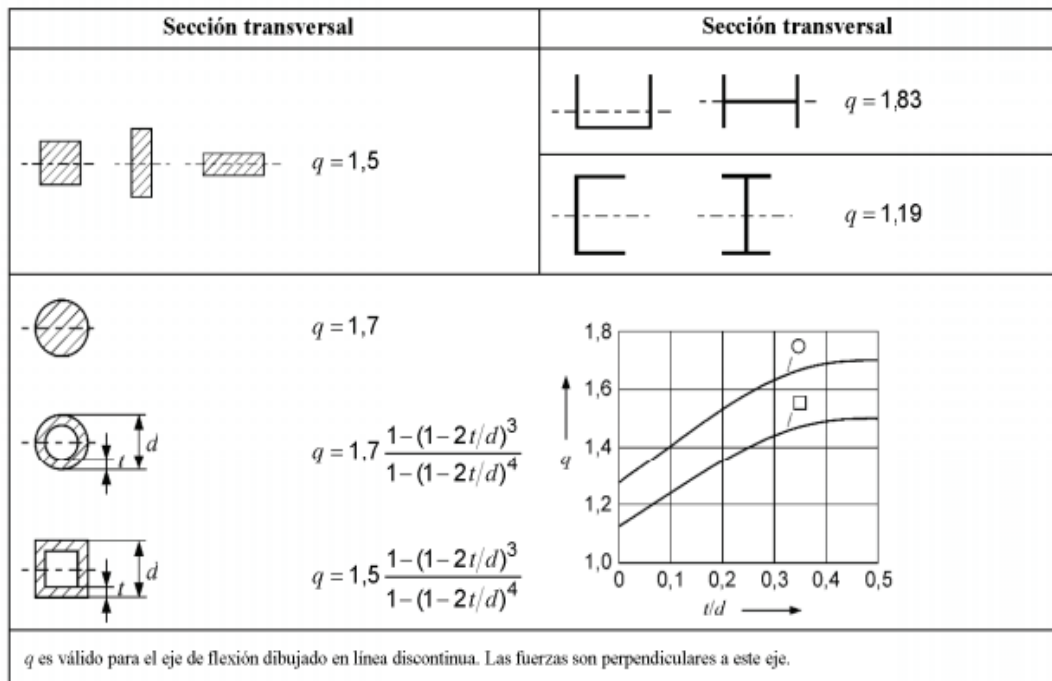


Figura 3. Factor q .

Sustituyendo valores en la ecuación (14),

$$160,742 \leq 1,334 \cdot 160 = 213,44$$

Con esto se verifica el cumplimiento de la norma CEI 865, como se puede observar el tubo está muy lejos del límite para esfuerzos en cortocircuito.

2.1.5.3. Reacciones sobre aisladores soporte.

El máximo esfuerzo en los vanos considerados se producirá en los aisladores intermedios. Para realizar los cálculos de este apartado, se aplica también superposición de esfuerzos y además se pondera cada esfuerzo producido con un coeficiente de 0,5 según Norma CEI 865.

En este caso, las acciones a considerar son solo horizontales. Así:

Viento sobre el tubo.

De la ecuación (3) se obtiene:

$$F_v = 952,7 \cdot 0,150 = \mathbf{142,905 \text{ N/m}}$$

Esfuerzo en cortocircuito.

Según la norma de referencia, el valor de esfuerzo sobre los soportes tiene la expresión:

$$F_{m3d} = 0,866 \cdot V_f \cdot V_r \frac{\mu_0 \cdot l_{p3}^2}{2 \cdot \pi \cdot a} \quad (15)$$

Donde:

- $V_r = 1,8$.
- $V_f = 0,3457$, factor de carga dependiente de $\frac{f}{f_n} = 0,0399$ (Figura 4).

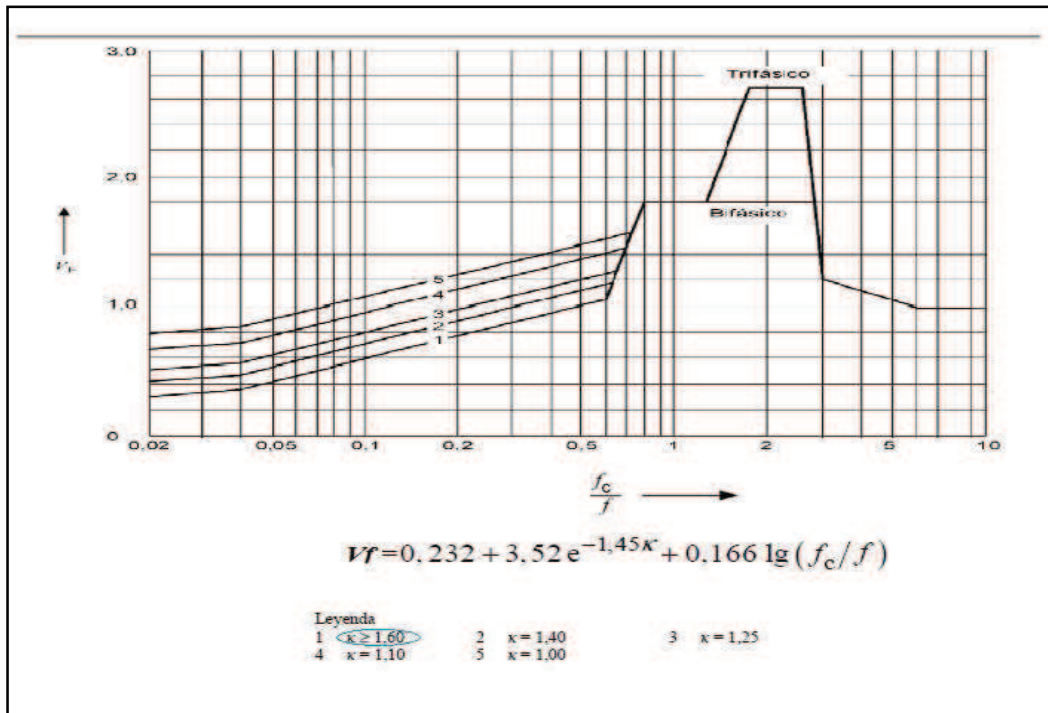


Figura 4. Relación de f_c/f con V_f .

Así,

$$F_{m3d} = 0,3457 \cdot 1,8 \cdot 455,941 = \mathbf{283,714 \text{ N/m}}$$

Aplicando superposición, la suma de esfuerzos sobre el soporte debidos al viento y al cortocircuito vale:

$$F_t = \sum_i [F_v + F_{m3d}] \cdot l_i \cdot \alpha_i \quad (16)$$

Con:

- $\alpha_i = 0,5$ *coeficiente de reparto para el soporte crítico en ambos vanos, CEI865*
- $i = 2$ *vanos identicos.*
- $l = 13,5 \text{ m.}$

Sustituyendo:

$$F_t = \mathbf{5.759,35 \text{ N}}$$

Este esfuerzo se produce sobre el eje del tubo, que está situado 170 mm por encima de la cabeza del aislador cuya altura es de 2.300 mm, punto sobre el que el fabricante garantiza el esfuerzo.

Por lo tanto,

$$F_{total} = 5759,35 \cdot \frac{(2.300 + 170)}{2.300} = \mathbf{6.185,048 \text{ N}}$$

Viento sobre el aislador.

Considerando además la fuerza que ejerce el viento sobre la superficie total del aislador y haciendo un reparto de cargas para aplicar dicha fuerza en la cabeza del aislador se obtiene:

$$F_{va} = L_a \cdot D_a \cdot P_v \cdot \alpha \quad (17)$$

Donde:

- $L_a = 2,3 \text{ m}$, *longitud del aislador.*
- $D_a = 0,31 \text{ m}$, *diámetro medio del aislador.*
- $P_v = 95,27 \text{ DaN/m}$, *presión del viento.*
- $\alpha = 0,5$, *según CEI 865.*

Así:

$$F_{va} = 2,3 \cdot 0,31 \cdot 952,7 \cdot 0,5 = \mathbf{339,637 \text{ N}}$$

El aislador trabajará, en las peores condiciones, sometido a una fuerza de:

$$F = F_{total} + F_{va}$$

$$F = 6.185,048 + 339,637 = \mathbf{6524,686\ N}$$

Con un coeficiente de seguridad frente a la carga inferior de rotura de:

$$\mathbf{coeficiente\ de\ seguridad} = \frac{10.000}{6524,686} = \mathbf{1,533}$$

Con lo que se cumple con la seguridad requerida para su utilización, ya que el coeficiente de seguridad es mayor que 1,5, coeficiente mínimo exigido para apoyos metálicos.

2.1.5.4. Flecha en el tubo.

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

$$f = \frac{1}{185} \cdot \frac{P \cdot l^4}{E \cdot I} \quad (18)$$

Donde:

- $P = 137,12 \text{ N/m}$, carga vertical distribuida ($F_p + F_h$).
- $l = 13,5 \text{ m}$, longitud del vano.
- $E = 70.000 \text{ N/m}^2$, módulo de Young.
- $I = 903 \text{ cm}^4$, inercia de la sección.

En este caso, la carga a considerar es el peso propio del tubo, el peso del cable amortiguador y el peso del manguito de hielo. Sustituyendo:

$$f = 0,0389 \text{ m (3,9cm), equivalente a } L/346$$

2.1.5.5. Elongación del embarrado.

El tubo que forma el embarrado se dilatará de acuerdo a la expresión:

$$\Delta l = l_0 \cdot \alpha \cdot \Delta \theta \quad (19)$$

Donde:

- $l_0 = 13,5 \text{ m}$, longitud inicial del tubo.
- $\alpha = 0,023 \text{ mm/m } ^\circ\text{C}$, coeficiente de dilatación lineal del tubo.
- $\Delta \theta = 45 \text{ } ^\circ\text{C}$, incremento de temperatura entre la de montaje ($35 \text{ } ^\circ\text{C}$) y la de servicio ($80 \text{ } ^\circ\text{C}$).

En estas condiciones:

$$\Delta l = 13,97 \text{ mm}$$

Dada la elongación del vano, se instalarán piezas que permitan absorber esta dilatación.

2.1.5.6. Esfuerzo térmico en cortocircuito.

La intensidad térmica en cortocircuito viene dada según CEI 865 por la ecuación:

$$I_{\theta} = I_p \cdot \sqrt{(m + n)} \quad (20)$$

Donde: m y n son coeficientes térmicos de disipación, que valen 0,097 y 0,758 obtenidos de la norma utilizada.

Sustituyendo:

$$I_{\theta} = 102,615 \cdot \sqrt{(0,097 + 0,758)} = \mathbf{94,88 \text{ kA}}$$

Este valor debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, con densidad de corriente en cortocircuito $\rho = 122 \text{ A/mm}^2$ (proceso adiabático).

Para el tubo actual, de sección S , la capacidad térmica es $S \cdot \rho = 3.569 \cdot 122 = 435,418 \text{ kA}$, muy superior a la corriente térmica de cortocircuito de la instalación.

2.1.5.7. Intensidad nominal de las barras.

La intensidad nominal teórica del tubo elegido, según fabricante es de 3.250 A con 30°C de temperatura ambiente y 65°C de temperatura de trabajo del tubo.

Según DIN 43670, esta intensidad debe ser corregida con distintos factores en función de la composición del tubo, la altitud, la temperatura máxima de trabajo (Según RAT 5).

Así, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

- $k_1 = 0,925$ por la aleación elegida.
- $k_2 = 1,25$ para temperatura final de 80 °C.
- $k_3 = 1$ por ser tubo.
- $k_4 = 0,98$ para instalación a menos de 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Según la citada norma,

$$I_{max} = I_n \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \quad (21)$$

Así:

$$I_{max} = \mathbf{3.682,66 \text{ A}}$$

Equivalentes con 1.403,28 MVA, potencia muy superior a la necesaria.

2.1.6. CÁLCULO MECÁNICO DEL EMBARRADO SECUNDARIO.

Se realizarán los cálculos para este embarrado teniendo en cuenta las mismas hipótesis que para el embarrado principal.

2.1.6.1. Corriente de cortocircuito.

Como ya se ha dicho, la intensidad simétrica de cortocircuito trifásico (I_{cc}) a efectos de diseño es de 40 kA.

La intensidad de cresta, (S/ CEI 909) vale:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} \quad (1)$$

Con:

$$\chi = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \quad (2)$$

R/X es la relación de impedancias equivalentes del sistema en el punto de cortocircuito que, para la red de transporte en este nivel de tensión, vale típicamente 0,07.

Así, sustituyendo en (2) y luego en (1),

$$\chi = 1.814 \quad I_p = 102,615 \text{ kA}$$

2.1.6.2. Tensión en el tubo.

Esfuerzos por viento:

Los esfuerzos producidos por el viento vienen dados por la siguiente ecuación:

$$F_v = p_v \cdot D \quad (3)$$

Siendo:

- $p_v = 952,7 \text{ N/m}^2$, presión del viento a 140 km/h.
- $D = 0,100 \text{ m}$, diámetro exterior del tubo.

Sustituyendo en (3):

$$F_v = 95,270 \text{ N/m}$$

Esfuerzos por peso propio.

Será la suma del esfuerzo producido por el propio peso y el esfuerzo producido por el cable amortiguador:

$$F_p = F_{pp} + \text{Cable amortiguador} \quad (4)$$

Siendo:

$$F_{pp} = P_{pt} \cdot g \quad (5)$$

Donde:

- $P_{pt} = 4,78 \text{ kg/m}$, peso propio unitario.
- $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, gravedad terrestre.

$$F_{pp} = 46,89 \text{ N/m}$$

Por otro lado:

Cable amortiguador (RAIL) = $15,70 \text{ N/m}$, en los $4/3$ del vano, equivalentes con:

$$15,70 \cdot \frac{4}{3} = 20,93 \text{ N/m}$$

Sustituyendo en ambas expresiones se tiene:

$$F_p = 67,822 \text{ N/m}$$

Esfuerzos por hielo:

El esfuerzo provocado por el hielo en la zona B del R.L.A.T. es:

$$F_h = 0,180 \cdot \sqrt{D} \cdot g \quad (6)$$

Sustituyendo:

$$F_h = 17,640 \text{ N/m}$$

Esfuerzos por cortocircuito.

La fuerza estática por unidad de longitud entre dos conductores paralelos recorridos por una intensidad se obtiene de la expresión:

$$F_{m3st} = 0,866 \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_{p3}^2}{2 \cdot \pi \cdot a} \quad (7)$$

Donde:

- $I_{p3} = 102,615 \text{ kA}$, intensidad de cresta de cortocircuito trifásico.
- $a = 4 \text{ m}$, distancia media entre fases.
- $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ N/A}^2$, permeabilidad magnética del vacío.

Sustituyendo en (7) y operando:

$$F_{m3st} = 0,866 \cdot \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot (102,615 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot \pi \cdot 4} = \mathbf{455,941 \text{ N/m}}$$

A su vez, los esfuerzos dinámicos dependen de la frecuencia de vibración propia del tubo, que es función del tubo, del vano y de los apoyos, y que permite calcular dos coeficientes que determinan el esfuerzo dinámico en cortocircuito sobre el tubo:

V_σ : factor que tiene en cuenta el efecto dinámico.

V_r : factor que tiene en cuenta el reenganche.

La frecuencia de vibración de un tubo vale, S/ CEI 865:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m_t}} \quad (8)$$

Donde:

- $E = 70.000 \text{ N/mm}^2$, módulo de Young del material.
- $I = 196 \text{ cm}^4$, inercia de la sección.
- $l = 7,5 \text{ m}$, longitud del vano.
- $m_t = \frac{F_p}{g} = \frac{67,822}{9,81} = 6,91 \text{ kg/m}$, masa unitaria del tubo y cable amortiguador.
- γ : coeficiente del tubo y los apoyos, en este caso 1,57 (TABLA 3, CEI 865).

Sustituyendo y operando, obtenemos una frecuencia de:

$$f_c = \mathbf{3,933 \text{ Hz}}$$

La relación entre la frecuencia de oscilación y la frecuencia nominal del sistema establece los valores de V_σ y V_r .

$$f_c/50 = 0,0787$$

En estas condiciones, según el anexo A de la norma CEI 865, que contiene las siguientes fórmulas:

$$V_{\sigma} = 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 K} + 0,54 \cdot \log \frac{f_c}{f} \quad (9)$$

$$V_r = 1 - 0,615 \cdot \log \frac{f_c}{f} \quad (10)$$

Con $k=1,6$ y $f_c/f=0,0787$.

Sustituyendo:

$$V_{\sigma} = \mathbf{0,465}$$

$$V_r = \mathbf{1,679}$$

La tensión de trabajo en el tubo por esfuerzo dinámico de cortocircuito teniendo en cuenta que es necesario superposición de esfuerzos en el apoyo más desfavorable, vale:

$$\sigma_m = \sum_i V_{\sigma} \cdot V_r \cdot \beta_i \cdot \frac{F_{m3st} \cdot l_i^2}{8 \cdot W} \quad (11)$$

Donde:

- $\beta = 0,73$ S/CEI 865.
- $i = 2$, vanos idénticos.
- $W = 39,3 \text{ cm}^3$, momento resistente de la sección.
- $F_{m3st} = 455,941 \text{ N/m}$.
- $l = 7,5 \text{ m}$, longitud de vano.

Así,

$$\sigma_m = \mathbf{92,98 \text{ N/mm}^2}$$

La tensión de trabajo total en el tubo vendrá dada por la suma geométrica de las tensiones producidas por los distintos esfuerzos, que se acumulan, en sus direcciones respectivas, a la calculada de cortocircuito. En este caso, considerando todas las cargas uniformemente repartidas y aplicando del mismo modo superposición de esfuerzos,

$$\sigma_i = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{P_i \cdot l_i^2}{W} \quad (12)$$

Donde:

- P : carga repartida que produce el esfuerzo.
- $W = 39,3 \text{ cm}^3$, momento resistente de la sección.
- $l = 7,5 \text{ m}$, longitud del vano.

Entonces, sustituyendo valores en la anterior ecuación, obtenemos los siguientes esfuerzos:

Por viento:

$$\sigma_v = 2 \left[\frac{1}{8} \cdot \frac{95,27 \cdot 7,5^2}{39,3} \right] = 34,092 \text{ N/mm}^2$$

Por peso Propio:

$$\sigma_p = 2 \left[\frac{1}{8} \cdot \frac{67,822 \cdot 7,5^2}{39,3} \right] = 24,286 \text{ N/mm}^2$$

Por hielo:

$$\sigma_h = 2 \left[\frac{1}{8} \cdot \frac{17,640 \cdot 7,5^2}{39,3} \right] = 6,312 \text{ N/mm}^2$$

La suma de estas tensiones, teniendo en cuenta su dirección, da como resultado una tensión total de módulo:

$$\sigma_{total} = \sqrt{(34,092 + 92,98)^2 + (24,286 + 6,312)^2} = 130,704 \text{ N/mm}^2$$

El coeficiente de seguridad del tubo frente al límite de fluencia vale:

$$\text{Coeficiente de seguridad} = \frac{160}{130,704} = 1,22 \quad (13)$$

En cuanto al esfuerzo en cortocircuito, la norma CEI 865 establece que el tubo soporta los esfuerzos si se cumple:

$$\sigma_{total} \leq q \cdot R_{p0,2} \quad (14)$$

Donde:

- $R_{p0,2} = 160 \text{ N/mm}^2$.
- $q = 1,353$, *factor de resistencia del conductor para tubo 100/88*.

Sustituyendo valores en la ecuación (14),

$$130,704 \leq 1,334 \cdot 160 = 216,48$$

Con esto se verifica el cumplimiento de la norma CEI 865, como se puede observar el tubo está muy lejos del límite para esfuerzos en cortocircuito.

2.1.6.3. Reacciones sobre aisladores soporte.

El máximo esfuerzo en los vanos considerados se producirá en los aisladores intermedios. Para realizar los cálculos de este apartado se aplica también superposición de esfuerzos y además se pondera cada esfuerzo producido con un coeficiente de 0,5 según Norma CEI 865.

En este caso las acciones a considerar son solo horizontales. Así:

Viento sobre el tubo.

De la ecuación (3) se obtiene:

$$F_v = 952,7 \cdot 0,100 = 95,270 \text{ N/m}$$

Esfuerzo en cortocircuito.

Según la norma de referencia, el valor de esfuerzo sobre los soportes tiene la expresión:

$$F_{m3d} = 0,866 \cdot V_f \cdot V_r \frac{\mu_0 \cdot I_{p3}^2}{2 \cdot \pi \cdot a} \quad (15)$$

Donde:

- $V_f = 0,5226$, *factor de carga dependiente de $f/f_n = 0,0787$*
- $V_r = 1,679$.

Así,

$$F_{m3d} = 0,5226 \cdot 1,679 \cdot 455,941 = \mathbf{400,063 \text{ N/m}}$$

Aplicando superposición, la suma de esfuerzos sobre el soporte debidos al viento y al cortocircuito vale:

$$F_{total} = [F_v + F_{m3d}] \cdot l_i \cdot \alpha_i \quad (16)$$

Con:

- $\alpha_i = 0,5$ *coeficiente de reparto para el soporte crítico, CEI865.*
- $l = 7,5 \text{ m}$.

Sustituyendo:

$$F_{total} = \mathbf{1857,529 \text{ N/m}}$$

Este esfuerzo se produce sobre el eje del tubo, que está situado 140 mm por encima de la cabeza del aislador cuya altura es de 2.300 mm, punto sobre el que el fabricante garantiza el esfuerzo.

Por lo tanto,

$$F_{total} = 1857,529 \cdot \frac{(2,300 + 0,140)}{2,300} = \mathbf{1970,596 \text{ N}}$$

Viento sobre el aislador.

Considerando además la fuerza que ejerce el viento sobre la superficie total del aislador y haciendo un reparto de cargas para aplicar dicha fuerza en la cabeza del aislador, se obtiene:

$$F_{va} = L_a \cdot D_a \cdot P_v \cdot \alpha \quad (17)$$

Donde:

- $L_a = 2,3 \text{ m}$, *longitud del aislador.*
- $D_a = 0,31 \text{ m}$, *diámetro medio del aislador.*
- $P_v = 95,27 \text{ DaN/m}$, *presión del viento.*
- $\alpha = 0,5$, *según CEI865.*

Así:

$$F_{va} = 2,3 \cdot 0,31 \cdot 952,7 \cdot 0,5 = \mathbf{339,637N}$$

El aislador trabajará, en las peores condiciones, sometido a una fuerza de:

$$F = F_t + F_{va}$$

$$F = 1970,596 + 339,637 = \mathbf{2.310,233 N}$$

Con un coeficiente de seguridad frente a la carga inferior de rotura de:

$$\text{coeficiente de seguridad} = \frac{6.000}{2.310,233} = \mathbf{2,60}$$

Con lo que se cumple con la seguridad requerida para su utilización, ya que el coeficiente de seguridad es mayor que 1,5, coeficiente mínimo exigido para apoyos metálicos.

2.1.6.4. Flecha en el tubo.

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

$$f = \frac{1}{185} \cdot \frac{P \cdot l^4}{E \cdot I} \quad (18)$$

Donde:

- $P = 85,462 \frac{N}{m}$, carga vertical distribuida ($F_p + F_h$).
- $l = 7,5 m$, longitud del vano.
- $E = 70.000 N/mm^2$, módulo de Young.
- $I = 196 cm^4$, inercia de la sección.

En este caso, la carga a considerar es el peso propio del tubo, el peso del cable amortiguador y el peso del manguito de hielo. Sustituyendo en (18):

$$\mathbf{f = 0,0106 m (1,06cm), equivalente a L/707}$$

2.1.6.5. Elongación del embarrado.

El tubo que forma el embarrado se dilatará de acuerdo a la expresión:

$$\Delta l = l_0 \cdot \alpha \cdot \Delta \theta \quad (19)$$

Donde:

- $l_0 = 7,5 \text{ m}$, longitud inicial del tubo.
- $\alpha = 0,023 \text{ mm/m } ^\circ\text{C}$, coeficiente de dilatación lineal del tubo.
- $\Delta \theta: 45^\circ\text{C}$, incremento de temperatura entre montaje (35°C) y servicio (80°C).

En estas condiciones:

$$\Delta l = 7,7625 \text{ mm}$$

Dada la elongación del vano, se instalarán piezas que permitan absorber esta dilatación.

2.1.6.6. Esfuerzo térmico en cortocircuito.

La intensidad térmica en cortocircuito viene dada según CEI 865 por la ecuación:

$$I_\theta = I_p \cdot \sqrt{(m + n)} \quad (20)$$

Donde: m y n son coeficientes térmicos de disipación obtenidos de la norma utilizada, que valen 0.097 y 0.758.

Sustituyendo:

$$I_\theta = 102,615 \cdot \sqrt{(0,097 + 0,758)} = \mathbf{94,84 \text{ kA}}$$

Este valor debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, con densidad de corriente en cortocircuito $\rho = 122 \text{ A/mm}^2$ (proceso adiabático).

Para el tubo actual, de sección S , la capacidad térmica es $S \cdot \rho = 1771 \cdot 122 = \mathbf{216 \text{ kA}}$, muy superior a la corriente térmica de cortocircuito de la instalación.

2.1.6.7. Intensidad nominal de las barras.

La intensidad nominal teórica del tubo elegido, según fabricante, es de 1.690 A con 30°C de temperatura ambiente y 65°C de temperatura de trabajo del tubo.

Según DIN 43670, esta intensidad debe ser corregida con distintos factores en función de la composición del tubo, la altitud y la temperatura máxima de trabajo (Según RAT 5).

Así, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

- $k_1 = 0,925$ por la aleación elegida.
- $k_2 = 1,25$ para temperatura final de 80°C.
- $k_3 = 1$ por ser tubo.
- $k_4 = 0,98$ para instalación a menos de 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Según la citada norma,

$$I_{max} = I_n \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \quad (21)$$

Así:

$$I_{max} = 1.914,98 \text{ kA}$$

Equivalentes con 729,7 MVA, potencia muy superior a la necesaria.

2.2. CÁLCULO DE EFECTO CORONA.

2.2.1. CÁLCULO DE LA TENSIÓN DISRUPTIVA.

Para el cálculo de la tensión crítica disruptiva (U_c) a partir de la cual el efecto corona puede producirse, y aplicada a conductores cilíndricos, puede aplicarse la formula de Peek:

$$U_c = m_c \cdot m_t \cdot \delta \cdot \sqrt{3} \cdot E_{of} \cdot r_1 \cdot \ln\left(\frac{D}{r_1}\right) \quad (22)$$

Donde:

- m_c : *coeficiente de irregularidad del conductor que toma el valor de 1 para tubo cilíndrico y liso.*
- m_t : *coeficiente meteorológico para tener en cuenta el efecto que produce la humedad que toma el valor de 0,8 para tiempo húmedo y 1 para tiempo seco.*
- r_1 : *radio exterior del tubo en centímetros; para el tubo de 150 mm toma el valor de 7,5 cm y para el tubo de 100 toma un valor de 5 cm.*
- D : *distancia entre conductores en centímetros. Dado que se encuentran en un mismo plano y equidistantes entre sí:*

$$D_1 = 1,26 \cdot (400 + 75) = 598,5 \text{ cm}$$

$$D_2 = 1,26 \cdot (400 + 50) = 567 \text{ cm}$$

- δ : *factor de corrección de la densidad del aire.*

$$\delta = \frac{3,926 \cdot h}{273 + \phi} \quad (23)$$

En donde h es la presión atmosférica en centímetros de mercurio y ϕ es la temperatura media del aire en grados centígrados, h a su vez es función de la altitud sobre el nivel del mar, y se calcula con la formula de Halley:

$$\ln h = \ln 76 - \frac{2,3 \cdot \text{Altitud}}{18336} \quad (24)$$

$$\phi = 25 - 5y \quad (25)$$

Donde y es la altitud en kilómetros.

La nueva subestación estará situada a 600 m de altura sobre el nivel del mar, por lo que $h = 704,900$ mm Hg de presión y $\phi = 22$ grados centígrados.

Sustituyendo en (23) obtenemos: **$\delta = 0,938$**

- E_{of} = valor eficaz de la rigidez dieléctrica del aire, 21.1kV/cm.

Sustituyendo los valores obtenidos en la fórmula de Peek se obtiene:

Embarrado principal (150 mm):

$$U_c = 1 \cdot 0,8 \cdot 0,938 \cdot 21,1 \cdot \sqrt{3} \cdot 7,5 \cdot \ln \frac{598,5}{7,5} = \mathbf{900,791 \text{ kV}}$$

Embarrado secundario (100 mm):

$$U_c = 1 \cdot 0,8 \cdot 0,938 \cdot 21,1 \cdot \sqrt{3} \cdot 5 \cdot \ln \frac{567}{5} = \mathbf{648,711 \text{ kV}}$$

Esta tensión disruptiva está calculada para buen tiempo. Para el caso de niebla, nieve o tempestad, debe considerarse disminuida en un 20% respecto al valor calculado.

Por el hecho de estar en el mismo plano los conductores, la tensión disruptiva referida al conductor central debe ser disminuida en un 4% y aumentada en un 6% para los conductores laterales respectivamente.

Como se puede ver, los valores obtenidos están muy alejados de la tensión eficaz entre fase y tierra de los conductores (141,45 kV), por lo que no es de esperar que se produzca el efecto corona.

2.3. CÁLCULO DE AUTOVÁLVULAS.

Para la selección de autoválvulas se han seguido las especificaciones de seguridad exigidas por R.E.E. en el ET025. En primer lugar, hay que determinar si el sistema de puesta a tierra está efectivamente puesto a tierra. Para esto, se calcula el factor de puesta a tierra k ,

$$k = \frac{U_{TOV}}{U_{ca}} \quad (26)$$

Donde:

- $U_{ca} = U_m/\sqrt{3} = 141,45 \text{ kV}$, *tensión de funcionamiento continuo.*
- $U_{TOV} = 1,4U_{ca} = 198,03 \text{ kV}$, *tensión TOV (Temporary overvoltage), en sistemas con neutro a tierra en donde la tensión mas elevada del material es (U_m)245 kV.*

Sustituyendo valores:

$$k = 1,24$$

Al ser $k \leq 1,4$, se considera que el sistema está efectivamente puesto a tierra.

En la siguiente tabla se puede obtener la tensión asignada de las autoválvulas a instalar teniendo en cuenta que el tiempo de despeje de falta es inferior a 1 segundo (0,5seg) y que la tensión más elevada del material son 245 kV.

Sistema a tierra.	Duración de falta.	Tensión más elevada del material.(kV)	Mínima tensión asignada U_r (kV)
Efectivo	$\leq 1s.$	≤ 100	$\geq 0,8 U_m$
Efectivo	$\leq 1s.$	≥ 123	$\geq 0,72 U_m$
No efectivo	$\leq 10s.$	≤ 170	$\geq 0,91 U_m$ $\geq 0,93 U_m$ (EXLIM T)
No efectivo	$\leq 2h.$	≤ 170	$\geq 1,11 U_m$
No efectivo	$> 2h.$	≤ 170	$\geq 1,25 U_m$

Tabla 5. Tensión asignada de las autoválvulas, según R.E.E., ET025.

De la tabla 5 se obtiene la mínima tensión asignada,

$$U_r = 0,72U_m = 176,4 \text{ kV}.$$

Esta tensión no es normalizada, se elegirá la tensión normalizada inmediatamente superior, es decir, 180 kV.

Por otro lado, la línea de fuga mínima de la autoválvula será:

$$L_{fuga} = L_{min-esp} \cdot U_m \quad (27)$$

Siendo:

- $L_{min-esp} = 25 \text{ mm/kV}$, longitud mínima específica para esta zona.
- $U_m = 245 \text{ kV}$, tensión más elevada del material.

Sustituyendo en (27), se obtiene:

$$L_{fuga} = 6.125 \text{ mm} = 0,6125 \text{ m}$$

En cuanto a la energía que deberá absorber la autoválvula, vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$W = \frac{U_L - U_{res}}{Z} \cdot U_{res} \cdot 2T \cdot n \quad (28)$$

Donde:

- U_L : Sobretensión eventual o tensión de carga de la línea en kV.
- U_{res} : Tensión residual de la autoválvula en kV.
- Z : Impedancia de la autoválvula en Ω .
- T : Tiempo de propagación de onda en μs .

- $T = 1/v$.
- $v = 0,3 \text{ km}/\mu\text{s}$, velocidad de propagación.

- n : Número consecutivo de impulsos, en este caso 2 (Cláusula IEC 8.5.5)

Para obtener los valores de las tensiones e impedancia, se consulta la siguiente tabla:

Tensión más elevada del material. (kV)	Impedancia del pararrayos, Z (Ω).	Sobretensión eventual sin pararrayos, U_L (p.u.).
<145	450	3,0
145-345	400	3,0
362-525	350	2,6
765	300	2,2

Tabla 5. Impedancia del pararrayos y sobretensión eventual, según R.E.E., ET025 .

Por lo tanto, la impedancia será de 400Ω y la sobretensión eventual de 660 kV.

Se instalará una autoválvula con tensión residual de descarga (10 kA, 8/20 μs) de 423 kV y con línea de fuga de 6.336 mm (superior a 6.125 mm), como por ejemplo la autoválvula de clase 3 EXLIM Q180-EH245.

Sustituyendo en la ecuación (28) obtenemos que la energía absorbida por el pararrayos es:

$$W = 1.002 \text{ kJ}$$

Siendo por tanto, la capacidad para disipar energía que la autoválvula debe cumplir es,

$$\frac{W}{U_r} = 5,68 \text{ kJ/kV}.$$

La autoválvula elegida (clase 3 EXLIM Q180-EH245) es capaz de disipar 7,8 kJ/kV ($> 5,56 \text{ kJ/kVr}$) y soporta una tensión permanente de trabajo de 144 kV, superior a los 141,45 kV calculados.

Por tanto, la autoválvula de clase 3 EXLIM Q180-EH245 cumple con las condiciones para ser instalada en la subestación.

2.4. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS.

2.4.1. RED DE TIERRAS SUPERIORES.

La finalidad del sistema de tierras superiores es la captación de las descargas atmosféricas y su conducción a la malla enterrada para que sean disipadas a tierra sin poner en riesgo la seguridad del personal y de los equipos de la subestación.

El sistema de tierras superiores consiste en un conjunto de hilos de guarda paralelos a la calle y de un conjunto de puntas Franklin montadas sobre los extremos de los pórticos. Estos hilos de guarda, al igual que los pararrayos, están unidos a la malla de tierra de la instalación a través de la estructura metálica que los soporta, que garantiza una unión eléctrica suficiente con la malla.

Para el diseño del sistema de protección de tierras superiores se ha adoptado el modelo geométrico de las descargas atmosféricas y que es generalmente aceptado para este propósito.

El criterio de seguridad que se establece es el apantallamiento total de los embarrados y de los equipos que componen el aparellaje, siendo este criterio el que establece que todas las descargas atmosféricas que puedan originar tensiones peligrosas y que sean superiores al nivel de aislamiento de la instalación, deben ser captadas por los hilos de guarda o las puntas Franklin.

Este apantallamiento se consigue mediante una disposición que asegura que la zona de captación de descargas peligrosas de los hilos de guarda contiene totalmente a las correspondientes partes bajo tensión.

La zona de captura se establece a partir del radio crítico de cebado y que viene dado por la expresión:

$$r = 8 \cdot I^{0,65} \quad (29)$$

Donde:

$$I = U \cdot \frac{N}{Z} \quad (30)$$

Siendo:

- $U = 1.050 \text{ kV}$, tensión soportada a impulsos tipo rayo.
- $N = 2$, número de líneas conectadas a la subestación.
- $Z = 300 \Omega$, impedancia característica de las líneas.

Sustituyendo y aplicando estos valores, se obtiene:

$$I = 7 \text{ kA}, \quad r = 28,34 \text{ m}$$

El radio crítico de 28,34 m con centro en los amarres de los hilos de guarda y en las puntas Franklin garantiza el apantallamiento total de la instalación.

2.4.2. RED DE TIERRAS INFERIORES.

2.4.2.1. Criterios de diseño.

Según la instrucción MIE-RAT-13, Apdo. 1 "Prescripciones generales de seguridad", la tensión máxima de contacto aplicada, en voltios, que se puede aceptar sobre un cuerpo humano, se determina en función del tiempo de duración del defecto, según la expresión siguiente:

$$V = \frac{k}{t^n} \quad (31)$$

Donde:

- $k = 72$ y $n = 1$, para tiempos inferiores a 0,9 segundos como es este caso.
- $t = 0,5$ s, tiempo de despeje de falta.

A partir de esta fórmula se pueden determinar las máximas tensiones de paso y de contacto admisibles en la instalación, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito.

La estimación de estas tensiones se obtiene mediante las ecuaciones:

Tensión de paso:

$$V_p = \frac{10k}{t^n} \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1.000} \right) \quad (32)$$

Tensión de contacto:

$$V_c = \frac{k}{t^n} \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1.000} \right) \quad (33)$$

Estas ecuaciones responden a un planteamiento simplificado del circuito de la corriente a través del cuerpo humano, despreciando la resistencia de la piel y del calzado y suponiendo una resistencia de 1.000 Ohmios para el mismo.

El cometido de la red de tierras inferiores es establecer las condiciones para que se cumplan estas hipótesis.

2.4.2.2. Normativa aplicable.

Los cálculos realizados cumplen con toda la normativa vigente en España referente a este tipo de instalaciones y especialmente con los siguientes reglamentos:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. "REBT". DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología B.O.E.: 18-SEPT-2002, e Instrucciones Técnicas Complementarias y sus modificaciones posteriores.
- "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación". Real Decreto 3275/1982 de 18 de Noviembre 1982.
- "Instrucciones técnicas complementarias". OM de 18 de octubre de 1984, y modificaciones posteriores.
- "Reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión" (RLAT).- Real Decreto 3151/68 de 28 de noviembre de 1968, y modificaciones posteriores.
- ANSI/IEEE STANDARD 80-2000 IEEE Guide For Safety in Substation Grounding (Publicación IEEE sobre métodos prácticos para el cálculo de redes de tierra).

Cuando la aplicación de algunas de las anteriores normas proporciona valores discrepantes con los obtenidos utilizando otra de las normas o métodos de cálculo, se ha considerado siempre el resultado más desfavorable, de modo que siempre se esté del lado de la seguridad.

2.4.2.3. Características del terreno.

El terreno se ha modelado como un terreno monocapa de $100 \Omega \cdot m$ de resistividad. La parcela se terminará con una capa de grava uniforme de 10 cm de espesor y resistividad superficial de $3.000 \Omega m$.

Dado que en un terreno de estas características, y verificando que se cumplen las tensiones de paso y contacto en el interior de la subestación, ya que el punto más peligroso es la valla perimetral, se tenderá un conductor perimetral a un metro de la valla tanto por el interior como por el exterior de la misma, conectado a ella en diversos puntos, para incluir el cerramiento en la malla de la subestación.

2.4.2.4. Características del conductor.

El conductor de tierra a instalar será cable desnudo de Cu de 120 mm^2 , formando una retícula enterrada a 1 m por debajo del nivel de terreno explanado. Las conexiones entre los conductores de la malla se realizarán con soldadura aluminotérmica con alto poder de fusión.

2.4.2.5. Cálculos justificativos.

Conductor de tierra.

El valor de falta monofásica a tierra que se ha considerado es 40 kA. Al ser una instalación tipo se ha utilizado para el cálculo este valor que coincide con el valor de corriente de cortocircuito de diseño que se establece en el Procedimiento de Operación 13.3 de REE.

Para el dimensionado del conductor empleado en la red de puesta a tierra, se ha considerado la intensidad de falta máxima. Considerando una duración del defecto de 1 segundo, resulta una sección, según el punto 3.1. RAT 13, y teniendo en cuenta la ausencia de riesgo de incendio de:

$$S = \frac{40.000}{160 \cdot 1,2} = 208,33 \text{ mm}^2 \quad (34)$$

Donde:

- 160 A/mm², por ser conductor de cobre.
- 1,2, por considerar que no hay riesgo de incendio.

Teniendo en cuenta que la corriente de malla, por conductor, es la mitad de la estimada, dado que siempre se conduce al menos por dos conductores, la sección necesaria sería la mitad.

No obstante, se ha utilizado conductor de 120 mm² normalizado para estas mallas de tierra, a pesar de que esta sección es sensiblemente superior a la necesaria para esta subestación. De esta forma se permite la evolución de los niveles de falta del sistema a medida que la evolución del mismo las eleve.

Según se recoge en la IEEE 80/86, la resistencia de la red se calcula con la ecuación:

$$R_g = \rho \left(\frac{1}{L_M} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{h + \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right) \quad (35)$$

Donde:

- $\rho = 100 \text{ } \Omega\text{m}$, resistividad del terreno.
- $L_M = 5.825 \text{ m}$, longitud de conductor enterrado.
- $h = 1,0 \text{ m}$, profundidad de enterramiento del conductor.
- $A = 24.095,5 \text{ m}^2$, superficie ocupada por la malla.

Sustituyendo en la expresión:

$$R_g = 0,301 \text{ } \Omega$$

Se ha considerado la malla de la nueva instalación, compuesta por cable de Cu de 120 mm² con un diámetro de 0,01236 m.

Tensiones de paso y contacto máximas admisibles.

En el interior de la subestación existe una capa de grava de 10 cm de espesor sobre el terreno natural, por lo que se utilizarán los siguientes datos:

Tiempo de despeje de falta (t):.....0,5 s.
Intensidad de falta monofásica a tierra:.....40 kA.
Resistividad de la capa superficial de grava (ρ_s):.....3.000 Ω m.
Resistividad del terreno (ρ):.....100 Ω m.
Espesor de la capa de grava (h_s):.....10 cm.

Según el MIE-RAT, las tensiones de paso y contacto máximas admisibles son:

$$V_p = \frac{10 \cdot 72}{0,5^1} \left(1 + \frac{6 \cdot 3.000}{1.000} \right) = 27.360 \text{ V}$$

$$V_c = \frac{72}{0,5^1} \left(1 + \frac{1,5 \cdot 3.000}{1.000} \right) = 792 \text{ V}$$

Con:

– $k = 72$ y $n = 1$, para tiempos inferiores a 0,9 segundos como es este caso.

Y según IEEE-80-2000, dichos valores vienen dados por:

$$E_{paso} = (1.000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t}} \quad (36)$$

$$E_{contacto} = (1.000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t}} \quad (37)$$

Con factor de reducción:

$$C_s = 1 - \left(\frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2 \cdot h_s + 0,09} \right) \quad (38)$$

Sustituyendo en las tres expresiones:

$$C_s = 0,7$$

$$E_{paso} = 3.019,63 \text{ V}$$

$$E_{contacto} = 921,43 \text{ V}$$

Corrientes de falta a tierra.

Dado que se trata de una instalación de más de 100 kV, según el apartado 5 del RAT-13, se considera a efectos de tensiones aplicadas de paso y contacto, el 70% de la intensidad de corriente de puesta a tierra. Debido a la asimetría de la falta a tierra, se incrementará el nivel de falta en un 3%, entonces:

$$IE = 0,7 \cdot 40 \cdot 1,03 = \mathbf{28,84 \text{ kA}} \quad (39)$$

De acuerdo con la IEEE-80-2000, se puede aplicar un factor de reducción S_f en función de los caminos de retorno adicionales que suponen los hilos de guarda de las líneas de distribución y de transmisión que llegan a la subestación.

Dado que en la subestación habrá 2 líneas y 3 transformadores, se adopta un 100% de contribución remota.

Para determinar esta reducción, se utiliza el gráfico siguiente, partiendo de la resistencia de puesta a tierra (R_g) y del número de líneas de transmisión y de distribución se consulta en las siguientes gráficas.

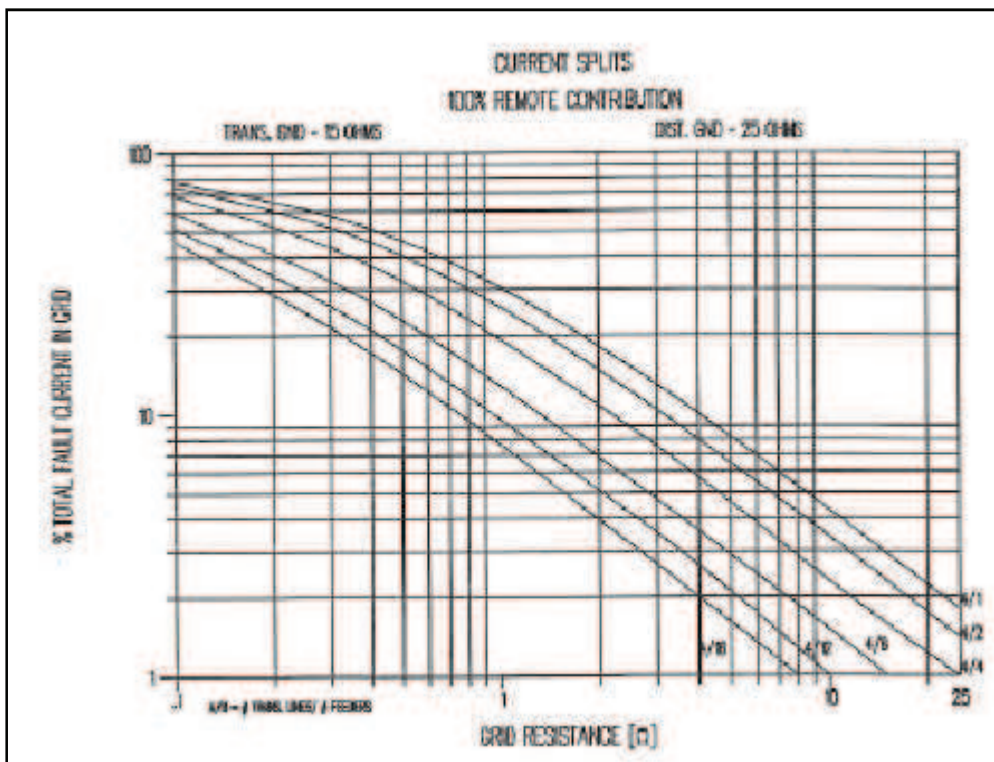


Figura 5. Factor de reducción S_f para 15 ohmios.

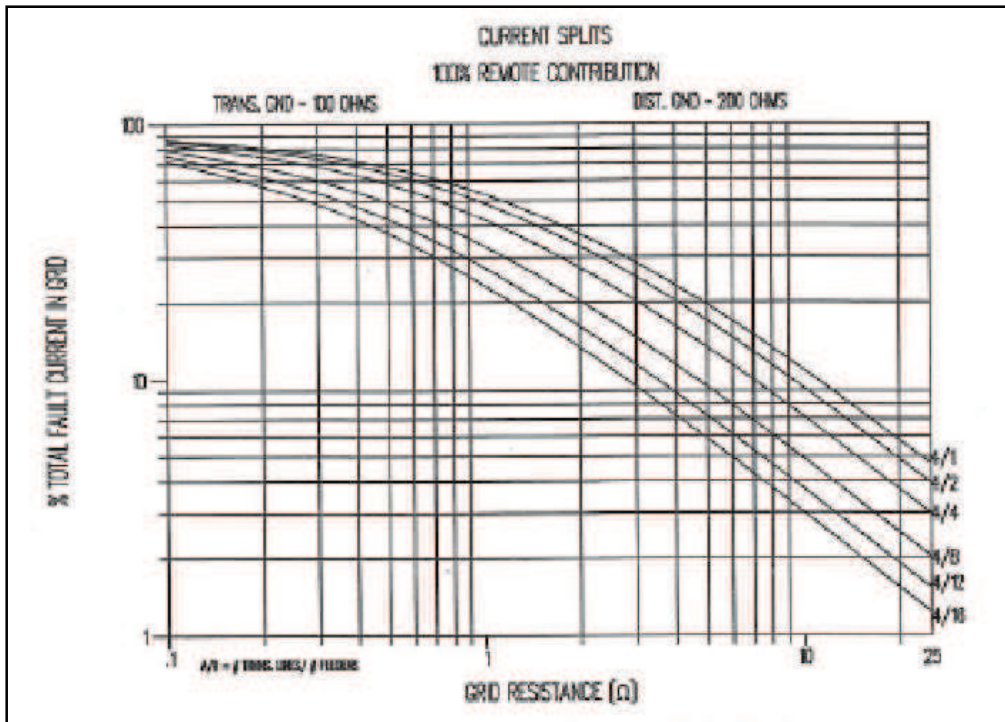


Figura 6. Factor de reducción Sf, para 100 ohmios

Como la resistencia de puesta a tierra es de 0,391, el factor que resulta es del 70% si consideramos una resistencia a tierra de la línea de 15 Ω y 80% si consideramos una resistencia a tierra de 100 Ω . Tomaremos como factor reductor 75% por ser un valor medio entre ambas opciones.

Por lo tanto, la intensidad total disipada a tierra por la malla será:

$$I_g = 28,84 \cdot 0,75 = 21,63 \text{ kA}$$

Tensiones de paso y contacto.

Utilizando la norma IEEE 80, se pueden calcular unos valores previstos de tensiones de paso y contacto para unos determinados niveles de falta y para un diseño previo de la malla de red de tierras.

Los datos iniciales utilizados para el cálculo han sido:

- Resistividad del terreno, (ρ)100 Ωm
- Espaciado medio entre conductores, (D).....10 m
- Profundidad del conductor enterrado, (h).....1,0 m
- Diámetro del conductor (120mm²), (d).....0,01236 m
- Longitud del conductor enterrado, (L_M).....5.825 m
- Intensidad de defecto, (I_g).....21,63 kA
- Superficie ocupada por la malla, (A).....24.095,5 m²

Partiendo de los valores indicados, e introducidos en las fórmulas desarrolladas en el procedimiento de la norma IEEE 80, se obtienen los siguientes valores intermedios:

1. Factor de corrección por la profundidad de enterramiento de malla.

$$K_h = \sqrt{1 + h} = 1 \quad (40)$$

2. Factor de corrección por geometría de la malla.

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n \quad (41)$$

Donde:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d, \text{ factor de geometría.} \quad (42)$$

Con:

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} \quad (43)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} \quad (44)$$

$$n_c = \left[\frac{L_x L_y}{A} \right]^{0,7A} \quad (45)$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (46)$$

Siendo:

- $L_c = 5.825 \text{ m}$, longitud del conductor de la malla horizontal.
- $L_p = 623 \text{ m}$, longitud del perímetro de la malla.
- $L_x = 166,5 \text{ m}$, máxima longitud del conductor según el eje X.
- $L_y = 141 \text{ m}$, máxima longitud del conductor según el eje Y.
- $D_m = 221 \text{ m}$, máxima distancia entre dos puntos.

Sustituyendo en las ecuaciones anteriores, se obtiene:

$$n_a = 18,699 \quad n_b = 1,001 \quad n_c = 1 \quad n_d = 1$$

Y por lo tanto:

$$n = 18,731 \quad K_i = 3,41$$

3. Factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla.

$$K_{ii} = 1$$

4. Factor de espaciamiento para tensión de malla.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right] = 0,60 \quad (47)$$

5. Factor de espaciamiento para la tensión de paso.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,219 \quad (48)$$

De acuerdo con la IEEE-80-2000, las fórmulas que permiten obtener la tensión de paso y la tensión de contacto son:

$$E_{paso} = \rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{0,75L_c} \quad (49)$$

$$E_{contacto} = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L_c} \quad (50)$$

Sustituyendo en (49) y (50):

$$E_{paso} = 371,26 \text{ V} \quad E_{contacto} = 759,74 \text{ V}$$

Los valores obtenidos son menores que los valores límite previstos por la IEEE-80-2000 por lo que no habría problemas, de todas formas, se medirán los valores de las tensiones de paso y contacto en la subestación para asegurar que no hay peligro en ningún punto de la instalación.

Conductor.

Para determinar la sección mínima del conductor se utiliza la expresión que indica el estándar IEEE 80, para conductores de cobre.

$$A = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (51)$$

Donde:

- $I = 20 \text{ kA}$, mitad del valor eficaz de la corriente de falta a tierra.
- $t_c = 0,5 \text{ s}$, tiempo máximo de falta.
- $\alpha_r = 0,00381 \frac{1}{^\circ\text{C}}$, coeficiente térmico de resistividad a 20°C .
- $\rho_r = 1,78 \mu\Omega \cdot \text{cm}$, resistencia del conductor a 20°C .
- $TCAP = 3,42 \frac{\text{J}}{\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C}}$, capacidad térmica del conductor.
- $K_0 = 242$, inversa del coeficiente térmico de resistividad a 0°C .
- $T_m = 1084^\circ\text{C}$, temperatura máxima que pueden alcanzar conductor y uniones.
- $T_a = 40^\circ\text{C}$, temperatura ambiente.

Sustituyendo valores en (51):

$$A = 50,6 \text{ mm}^2$$

La sección mínima necesaria es mucho menor que los 120 mm^2 del cable de cobre que se ha elegido, por lo que no habría ningún problema. Se utiliza este por ser normalizado para este nivel de tensión.

Por otro lado, la densidad de corriente máxima que puede soportar el cable de Cu es de 192 A/mm^2 . Entonces, para el cable de 120 mm^2 la máxima intensidad que puede circular es de:

$$I_{max} = 192 \cdot 120 = 23,04 \text{ kA}. \quad (52)$$

Que para dos conductores sumarán **46,08 kA**.

Este valor es mucho mayor que la mitad de la corriente de falta a tierra, 20 kA . Se utiliza la mitad del valor, ya que el diseño de la malla se establece de forma que en cada punto de puesta a tierra llegan al menos dos conductores.

3. ANEXO 1.

En el anexo se incluye la Tabla 3, perteneciente a la norma IEC 865, utilizada para los cálculos anteriores.

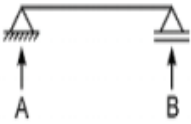
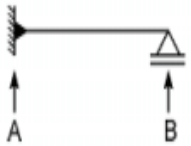
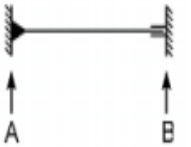
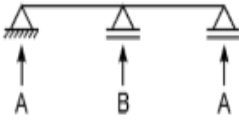
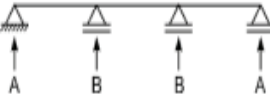
Tipo de viga y de soporte		Factor α	Factor β^*	Factor γ
Vigas de un solo vano	A y B: soportes simples 	A: 0,5 B: 0,5	1,0	1,57
	A: soporte empotrado B: soporte simple 	A: 0,625 B: 0,375	$\frac{8}{11} = 0,73$	2,45
	A y B: soportes empotrados 	A: 0,5 B: 0,5	$\frac{8}{16} = 0,5$	3,56
Vigas continua con soportes simples equidistantes	Dos vanos 	A: 0,375 B: 1,25	$\frac{8}{11} = 0,73$	2,45
	Tres o más vanos 	A: 0,4 B: 1,1	$\frac{8}{11} = 0,73$	3,56
* Se incluyen los efectos de plasticidad.				

Tabla 6 . Tabla 3 de la norma IEC 865.



Universidad
Carlos III de Madrid

INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 220 kV

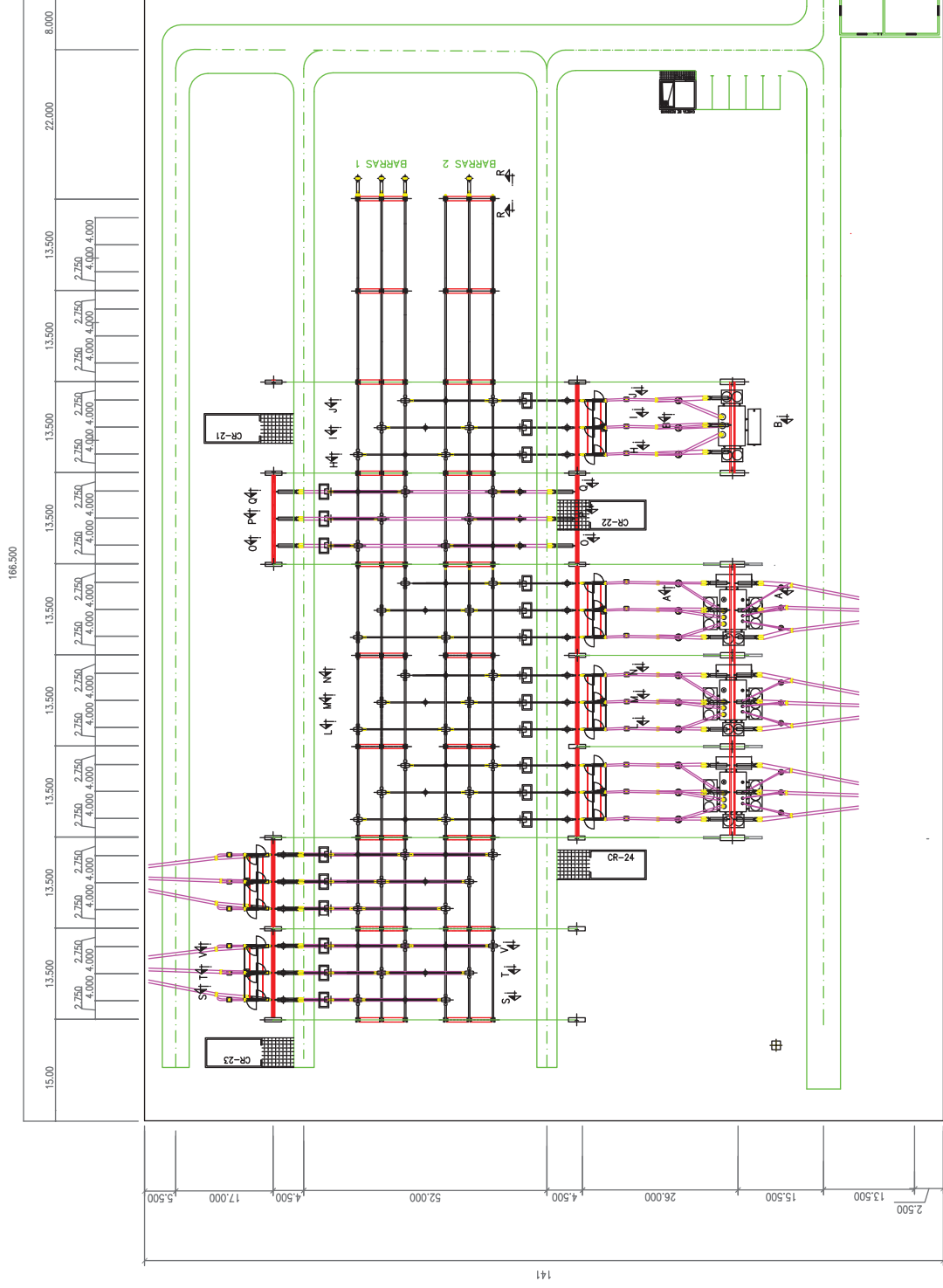
DOCUMENTO 3

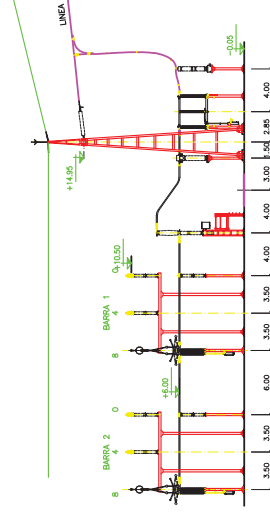
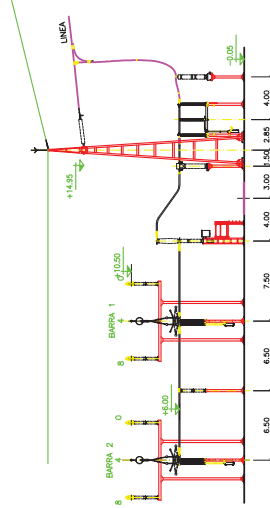
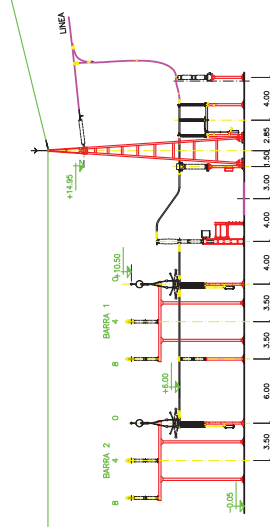
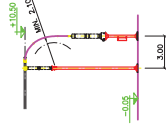
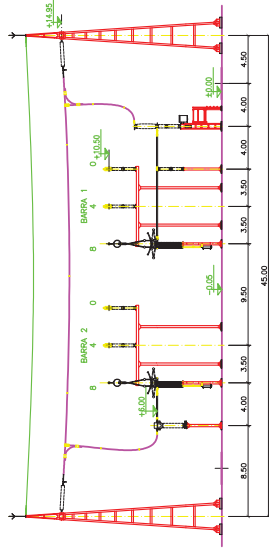
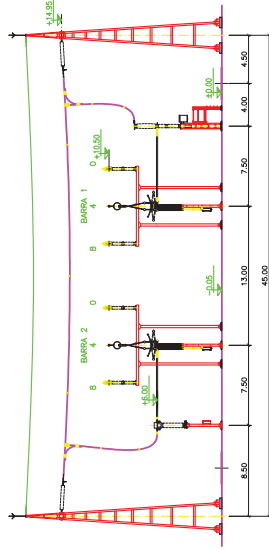
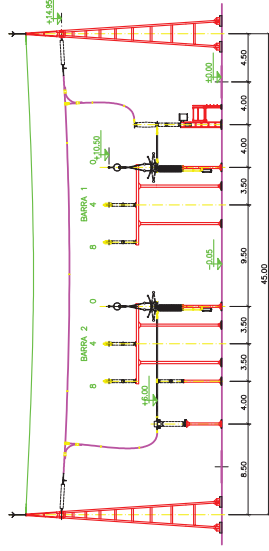
PLANOS

DOCUMENTO 3. PLANOS.

ÍNDICE

TÍTULO DE PLANO	ESCALA	Nº PLANO
1. Esquema unifilar simplificado.	Sin escala	UNIF 1
2. Planta general de la subestación.	1:500	PGSBT 1
3. Secciones generales.	1:200	SCC220 1
4. Secciones generales.	1:200	SCC220 2
5. Planta general. Red de tierras.	1:500	RT220
6. Planta general. Tierras aéreas.	1:500	RTA220

[illegible]

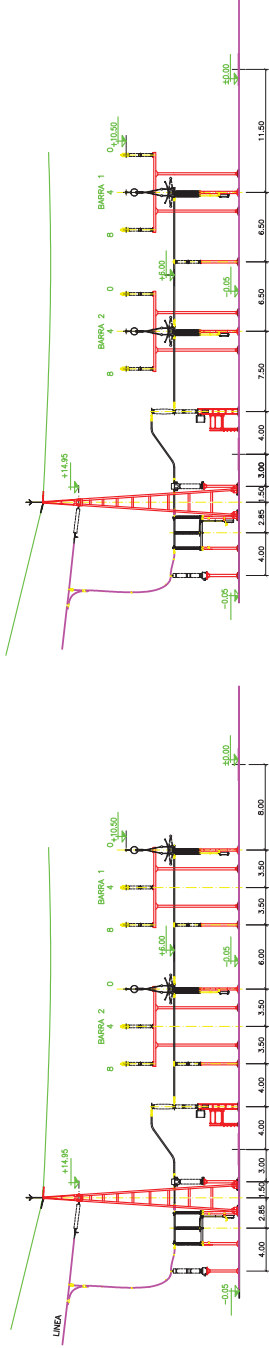


NOTAS:

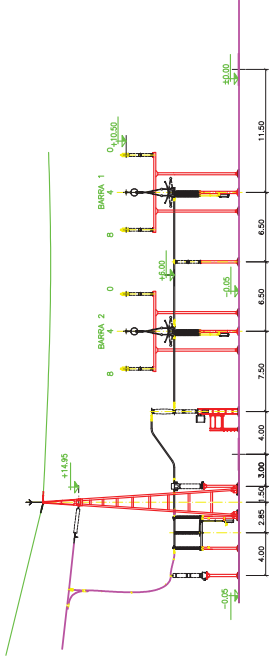
1. DIMENSIONES EN METROS.
2. CONEXIONES TEMPORALES A REALIZAR PARA HACER EL BY-PASS DURANTE EL DESCARGO.

PLANOS DE REFERENCIA:
PGSBT 1 PLANTA GENERAL

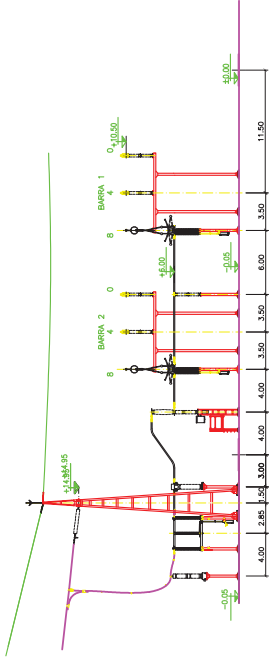
REGION	FECHA	PROYECT.	DEBIDO	COMPLET.	MODIFICACION	APROBADO	SUBSTACIÓN 220 kv											
							TITULO						FORMATO: DIN-A1					
							SECCIONES GENERALES											
							PROYECTADO	FEB. 2014	JUL.	ESCALA:	1/250	N°	SECC0220	1	HOJA	01	SOL	01
							DEBIDO	MAY. 2014	JUL.									
							COMPROBADO	MAY. 2014	JUL.									
							APROBADO	JUN. 2014	JUL.									



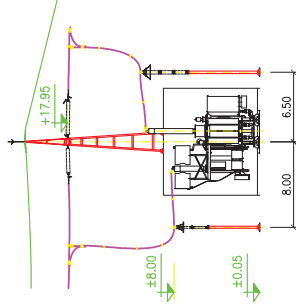
SECCION L-L
FASE 0



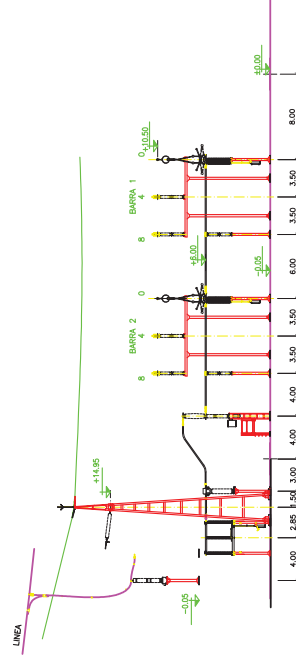
SECCION M-M
FASE 4



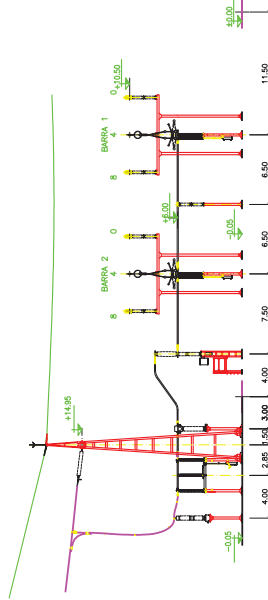
SECCION N-N
FASE 6



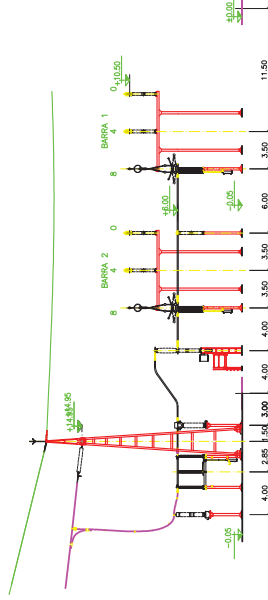
SECCION A-A



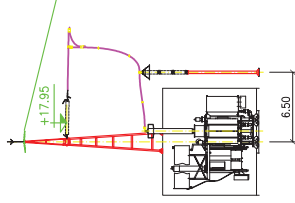
SECCION H-H
FASE 0



SECCION I-I
FASE 4



SECCION J-J
FASE 8



SECCION B-B

NOTAS:
1. DIMENSIONES EN METROS.
PLANOS DE REFERENCIA:
POSET 1 PLANTA GENERAL

REVISION	FECHA	PROYECT.	DISEÑO	COMPROB.	MODIFICACION	APROBADO
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32						
33						
34						
35						
36						
37						
38						
39						
40						
41						
42						
43						
44						
45						
46						
47						
48						
49						
50						
51						
52						
53						
54						
55						
56						
57						
58						
59						
60						
61						
62						
63						
64						
65						
66						
67						
68						
69						
70						
71						
72						
73						
74						
75						
76						
77						
78						
79						
80						
81						
82						
83						
84						
85						
86						
87						
88						
89						
90						
91						
92						
93						
94						
95						
96						
97						
98						
99						
100						

UNIVERSIDAD
CIENTÍFICA DE MANIZALES

SUBESTACION 220 KV

MODIFICACION

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

Nº SECC220 2

FECHA

PROYECTADO

DISEÑO

COMPROBADO

APROBADO

FECHA

NOMBRE

TITULO

FORMATO: DIN-A1

ESCALA: 1/250

SECCIONES GENERALES

PROCCIÓN	CANTIDAD	DENOMINACIÓN	OBSERVACIONES
C-5	20	METROS DE CABLE C/0. DESNUDO DE 120mm2	
C-13	522	METROS DE CABLE ALUMINUMED	
T-4	12	GRAPA DE ENLACE PARA ESTRUCTURA Y UN CABLE DE C/0. DESNUDO DE 120mm2	
T-6	12	TERMINAL DE PRESION PARA CABLE DE C/0. DESNUDO.	
1-11	12	PUNTA DE PARAFORNOS	
1-71	20	GRILETE RECTO	
1-72	20	ESLABON REVARDO	
1-73	9	TENSOR DE CORRIENDA	
1-74	20	HORQUILLA GUARDACABO	
1-75	20	RETENCION TERMINAL	
1-76	9	GRAPA PARALELA	
1-77	11	GRAPA SENCILLA	



proyecto.uc3m-bgo.jpg

[illegible]



Universidad
Carlos III de Madrid

INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 220 kV

DOCUMENTO 4 PLIEGO DE CONDICIONES


DOCUMENTO 5. PLIEGO DE CONDICIONES.

ÍNDICE

1. INTERRUPTORES.....	4
2. SECCIONADORES DE BARRAS.	6
3. SECCIONADORES ROTATIVOS SALIDA DE POSICIÓN.....	9
4. TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD.	11
5. TRANSFORMADORES DE TENSION CAPACITIVOS.....	13
6. AUTOVÁLVULAS.....	16
7. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	19
8. REACTANCIA.....	21

1. INTERRUPTORES.

Interruptores modelo 3AP de SIEMENS.



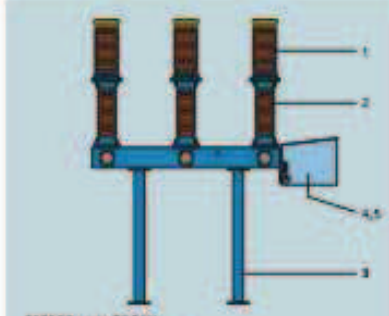
The Modular Design

The self compression arc-quenching principle is applied in our 3AP circuit-breakers.

The arc-assisted interrupter unit of the 3AP circuit-breaker utilises the energy of the arc during opening for an optimal arc quenching, allowing to reduce the operating energy to a minimum. Our circuit-breakers for the voltage range 72.5 kV up to 300 kV have one interrupter unit per pole and up to 245 kV the circuit-breakers are available with a common or a single-pole operating mechanism. 3AP high-voltage circuit-breakers from 362 kV up to 550 kV are equipped with two interrupter units per pole. For special technical requirements, e.g. increased TRV values,

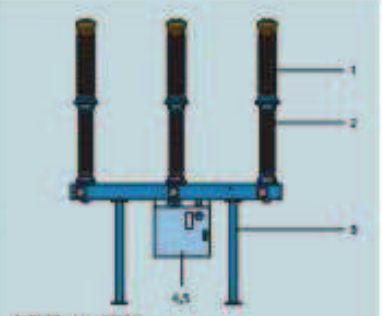
the breakers are available with four interrupter units.

The stored-energy spring mechanism
The compact design of this operating mechanism allows to place the stored-energy spring mechanism within the control cubicle. The main components such as the interrupter unit and the operating mechanism of our 3AP1/2 high-voltage circuit-breakers, are identical to the ones in our 3AP deadtank circuit-breaker family. By applying this proven modular design we can fulfill the highest expectation with regard to availability, reliability, as well as economical performance. This results in continuously high customer satisfaction.



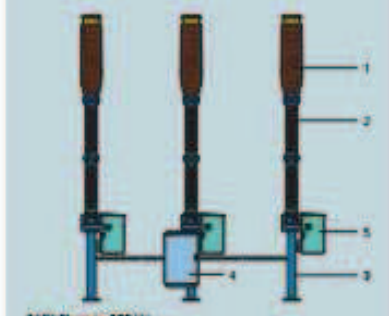
3AP1 FG up to 72.5 kV
One interrupter unit per pole.

Laterally stored-energy spring mechanism, circuit-breaker with common breaker base for three-pole operation



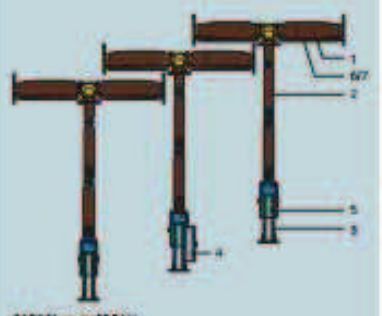
3AP1 FG up to 245 kV
One interrupter unit per pole.

Stored-energy spring mechanism, circuit-breaker with common breaker base for three-pole operation



3AP1 FI up to 300 kV
One interrupter unit per pole.

Stored-energy spring mechanism, three-pole breaker with separate breaker base for one or three-pole operation



3AP2 FI up to 550 kV
Two respectively four interrupter units per pole.

Stored-energy spring mechanism, circuit-breaker with separate breaker base for one or three-pole operation

3AP circuit-breakers are available in different designs

- 1 Interrupter unit
- 2 Post insulator
- 3 Pillar
- 4 Control cubicle
- 5 Operating mechanism cubicle
- 6 Grading capacitor
- 7 Closing resistor (optional)

Type			3AP1						3AP2		
Rated voltage		kV	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550
Number of interrupter units per pole			1						2		
Rated power frequency withstand voltage/min		kV	140	230	275	325	460	460	520	610	800
Rated lightning impulse withstand voltage/min		kV	325	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550
Rated switching impulse withstand voltage		kV	850						950	1050	1175
Rated normal current, up to		A	4000	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5000	5000
Rated short-time withstand current (1 s - 3 s), up to		kA _(rms)	40	40	40	40	50	40	50	50	63
Rated peak withstand current, up to		kA _(peak)	108	108	108	108	135	108	170	170	170
Rated short-circuit breaking current, up to		kA _(rms)	40	40	40	40	50	40	63	63	63
Rated short-circuit making current, up to		kA _(peak)	108	108	108	108	135	108	170	170	170
Temperature range		°C	-30 or -40 ... +40 or +50								
Rated operating sequence			0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO-15 s-CO								
Rated break time			3 cycles						2 cycles		
Rated frequency		Hz	50/60								
Type of drive mechanism			Stored-energy spring mechanism								
Control voltage		V _{DC}	48...250								
Motor voltage		V _{DC}	48/60/110/125/220/250								
		V _{AC}	120...240, 50 Hz; 120...280, 60 Hz								
Flashover distance	phase/earth	mm	700	1250	1250	1500	1900	2200	3400	3400	3800
	across open breaker	mm	1200	1200	1200	1400	1900	2200	3200	3200	3800
Min. creepage distance	phase/earth	mm	2248	3625	3625	4250	6125	7626	10375	10375	13750
	across open breaker	mm	3625	3625	3625	4250	6125	8575	10500	10500	13750
Dimensions	height	mm	3810	4360	4360	4810	6050	6870	6200	6200	7350
	width	mm	3180	3880	3880	4180	6640	8235	8847	9847	13050
	depth	mm	660	660	660	660	880	880	4380	4380	5050
Phase spacing (min.)		mm	1350	1700	1700	1850	2800	3600	4000	4500	6000
Circuit-breaker mass		kg	1350	1500	1500	1680	2940	3340	5370	5370	7160
Maintenance after			25 years								
Values in accordance with IEC, other values available on request											

2. SECCIONADORES DE BARRAS.

Seccionador pantógrafo tipo GSSB de HAPAM.

HAPAM

Seccionadores Pantografos Tipo GSSB



Especificaciones:

Porque usar seccionadores de HAPAM

- Mas de 75 años de experiencia
- Diseño durable y fiable
- Mas de 30.000 seccionadores y cuchillas de puesta a tierra Actualmente en servicio en mas de 80 paises de todo el mundo
- Virtualmente libre de mantenimiento.

General

El seccionador pantógrafo consiste de 3 polos. Cada polo se compone de un aislador soporte, un aislador rotativo, el mecanismo pantógrafo y el contacto "fijo".

Aisladores

Los seccionadores pueden ser equipados con aisladores según las especificaciones de las normas IEC, ANSI, o DIN.

Mecanismo pantógrafo

El mecanismo pantógrafo está instalado en el aislador soporte y transfiere el movimiento del aislador rotatorio al brazo del seccionador pantógrafo. El mecanismo se encuentra alojado en un gabinete de aluminio, proteger contra polución y hielo. Los resortes que compensan el peso del brazos del seccionador pantógrafo también se encuentra instalados en este gabinete. Cada pantógrafo está equipado de cuatro brazos de aluminio para asegurar una construcción rígida para un rango de corriente de cortocircuito muy elevado. Los contactos principales están fabricados de cobre y plateados. El contacto "fijo" es una barra de cobre horizontal, plateada, el cual debe ser conectado a las systems de barras.

Cuchillas de puesta a tierra

Los seccionadores Hapam pueden ser equipados con cuchillas de puesta a tierra.
La cuchilla de puesta a tierra consiste de un tubo de aluminio, provisto con contactos plateados a ambos extremos.

Mecanismo de operación

Los seccionadores y/o cuchillas de puesta a tierra pueden ser operados en forma monopolar o tripolar mediante un mecanismo con motor o manual. En caso que se utilice solo un mecanismo para la operación de los tres polos, los polos son interconectados mediante barras de acoplamiento ajustable. El mecanismo de operación también contiene contactos auxiliares para indicar la posición.

Ensayos

Los seccionadores y cuchillas de puesta a tierra son diseñados y ensayados según las relevantes especificaciones IEC. Hapam mantiene un sistema de aseguramiento de la calidad según ISO 9001, certificado por KEMA.

Instalación

Los seccionadores y cuchillas de puesta a tierra son pre-ensamblados y ajustados en nuestra fábrica lo más completamente posible.

La construcción ha sido diseñada de manera de que todos los seccionadores puedan ser instalados y ajustados en sitio muy fácilmente, sin la necesidad de herramientas especiales. Hapam suministra instrucciones de montaje y planos de ensamblaje claros.

Mantenimiento

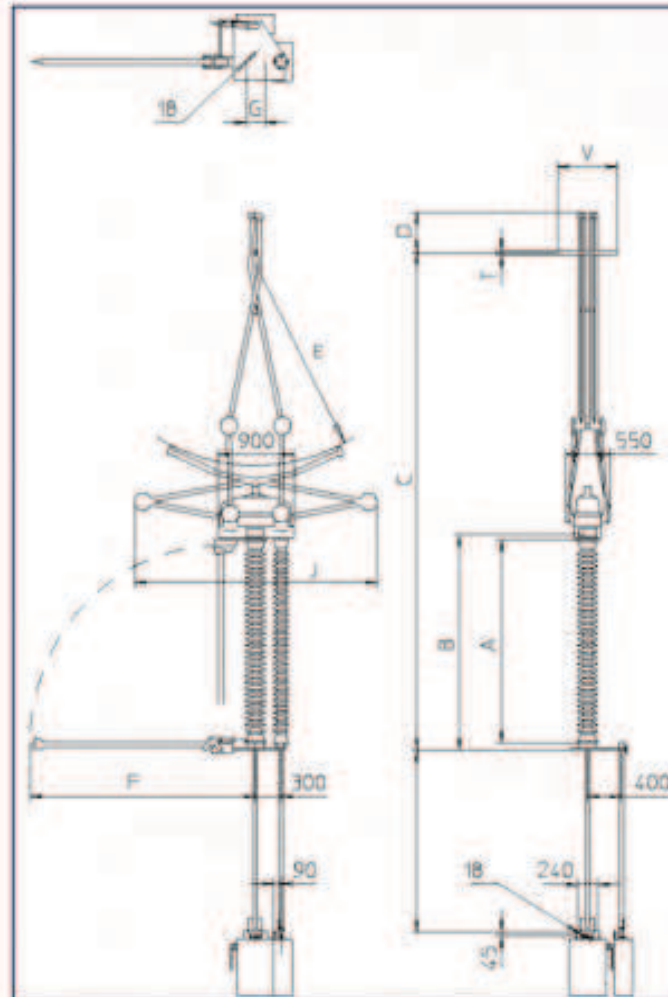
Los seccionadores y cuchillas de puesta a tierra suministrados por Hapam son diseñados de tal forma para asegurar que son virtualmente libres de mantenimiento. Sin embargo, para garantizar un periodo de operación prolongado y libre de fallos, se recomienda efectuar periódicamente una inspección visual de los contactos y de los cojinetes.

Ficha Técnica:

Tensión nominal		123	145	170	245	300	362	420	550
Tensión soportada a impulso tipo rayo									
- a tierra	kV	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550
- a la distancia de seccionamiento	kV	630	750	860	1200	1050	1175	1425	1550
						+170	+205	+240	+315
Tensión soportada a frecuencia industrial									
- a tierra	kV	230	275	325	460	460	460	520	620
- a la distancia de seccionamiento	kV	265	315	375	530	530	530	610	800
Tensión soportada a impulso tipo maniobra									
- a tierra	kV	-	-	-	-	850	950	1050	1175
- a la distancia de seccionamiento	kV	-	-	-	-	700	800	900	900
						+245	+295	+345	+450
Intensidades nominal y de corta duración		<ul style="list-style-type: none"> 3150 A - 125 kA cresta - 50 kA/3sec. 4000 A - 160 kA cresta - 63 kA/3sec. 							

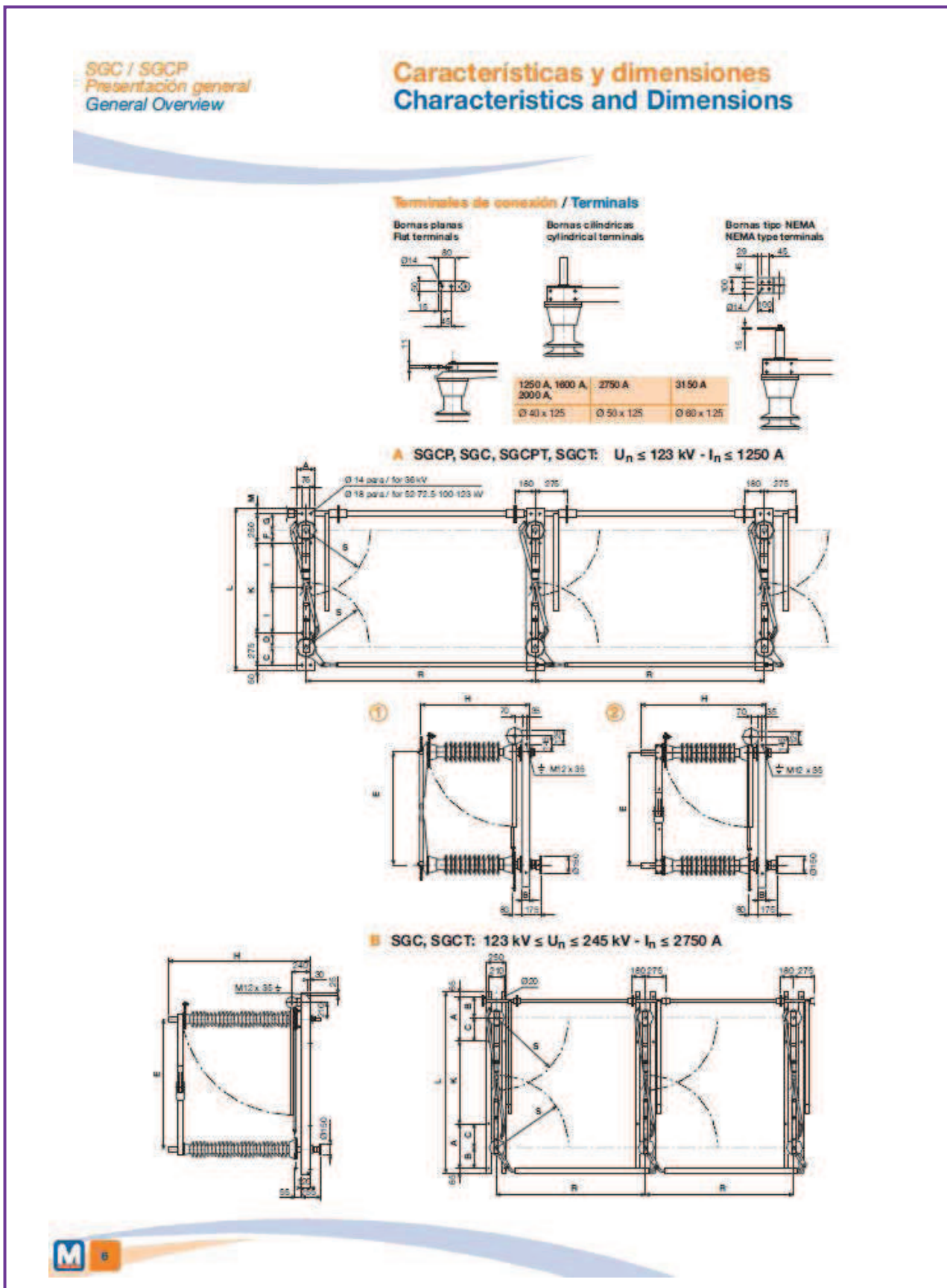
Dimensiones (mm)		123	145	170	245	300	362	420	550
Tensión (kV)									
A		1220	1500	1700	2300	2650	3150	3650	4400
B		1370	1650	1760	2360	2710	3210	3710	4460
C		3480	4010	4245	5545	6495	6995	7895	9455
D		340	360	370	450	450	480	550	600
E		1250	1500	1750	2300	2900	2900	3200	3800
F		1595	1875	2065	2665	3015	3515	4015	4780
G		127	127	225	225	254	254	300	300
J		1890	2150	2370	2820	3365	3365	3930	4350
T		40	40	40	40	40	60	60	60
V		700	700	700	700	700	1000	1200	1200
P & H		según diseño de subestacion							

Plano:



3. SECCIONADORES ROTATIVOS SALIDA DE POSICIÓN.

Seccionadores de calle y salida de posición SGCT del fabricante MESA.



Características y dimensiones Characteristics and Dimensions

SGC / SGCP
Presentación general
General Overview

Características eléctricas

Electrical Characteristics

Electrical Characteristics											
Referencia Reference		Tensión nominal Rated voltage	Intensidad nominal Rated normal current I _N	Tensión de ensayo / Impulse withstand voltage				Intensidad de corta duración (valor eficaz) Short time withstand current (RMS) I _t	Valor cresta de la intensidad Peak withstand current I _p	Tipo de aislador Insulator type	
				A tierra y entre polos To earth and between poles	A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet	A impulso Impulse	Sobre la distancia de seco. Across isolating distance				
A	1	SGCP-36/1250	SGCP-36/1250	36	70	170	80	195	31,5	80	C4-170
		SGCP-52/1250	SGCP-52/1250	52	95	230	110	290	40	100	C4-230
		SGCP-72/1250	SGCP-72/1250	72,5	140	325	160	375	40	100	C4-325
	SGCP-123/1250	SGCP-123/1250	72,5	230	550	265	630	40	100	C4-550	
	SGC-36/1250	SGC-36/1250	36	70	170	80	195	31,5	80	C4-170	
	SGC-52/1250	SGC-52/1250	52	95	230	110	290	31,5	80	C4-230	
	SGC-52/1600	SGC-52/1600	52	95	230	110	290	40	100	C4-250	
	SGC-52/2000	SGC-52/2000	52	95	230	110	290	40	100	C4-250	
	SGC-52/2750	SGC-52/2750	52	95	230	110	290	40	100	C4-250	
	SGC-52/3150	SGC-52/3150	52	95	230	110	290	40	100	C4-250	
	SGC-72/1250	SGC-72/1250	72,5	140	325	160	375	31,5	80	C4-325	
	SGC-72/1600	SGC-72/1600	72,5	140	325	160	375	40	100	C4-325	
SGC-72/2000	SGC-72/2000	72,5	140	325	160	375	40	100	C4-325		
SGC-72/2750	SGC-72/2750	72,5	140	325	160	375	40	100	C4-325		
SGC-72/3150	SGC-72/3150	72,5	140	325	160	375	40	100	C4-325		
B	1	SGC-123/1250	SGC-123/1250	123	230	550	265	630	31,5	80	C4-550
		SGC-123/1600	SGC-123/1600	123	230	550	265	630	40	100	C4-550
		SGC-123/2000	SGC-123/2000	123	230	550	265	630	40	100	C4-550
	SGC-123/2750	SGC-123/2750	123	230	550	265	630	40	100	C4-550	
	SGC-123/3150	SGC-123/3150	123	230	550	265	630	40	100	C4-550	
	SGC-145/1250	SGC-145/1250	145	275	650	315	750	31,5	80	C4-650	
	SGC-145/1600	SGC-145/1600	145	275	650	315	750	40	100	C4-650	
	SGC-145/2000	SGC-145/2000	145	275	650	315	750	40	100	C4-650	
	SGC-145/2750	SGC-145/2750	145	275	650	315	750	40	100	C4-650	
	SGC-145/3150	SGC-145/3150	145	275	650	315	750	40	100	C4-650	
	SGC-170/1250	SGC-170/1250	170	325	750	375	860	31,5	80	C4-750	
	SGC-170/1600	SGC-170/1600	170	325	750	375	860	40	100	C4-750	
SGC-170/2000	SGC-170/2000	170	325	750	375	860	40	100	C4-750		
SGC-170/2750	SGC-170/2750	170	325	750	375	860	40	100	C4-750		
SGC-170/3150	SGC-170/3150	170	325	750	375	860	40	100	C4-750		
C	1	SGC-245/1250	SGC-245/1250	245	460	1050	530	1200	31,5	80	C4-1050
		SGC-245/1600	SGC-245/1600	245	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050
		SGC-245/2000	SGC-245/2000	245	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050
		SGC-245/2750	SGC-245/2750	245	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050
		SGC-245/3150	SGC-245/3150	245	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050

Dimensiones

Dimensions

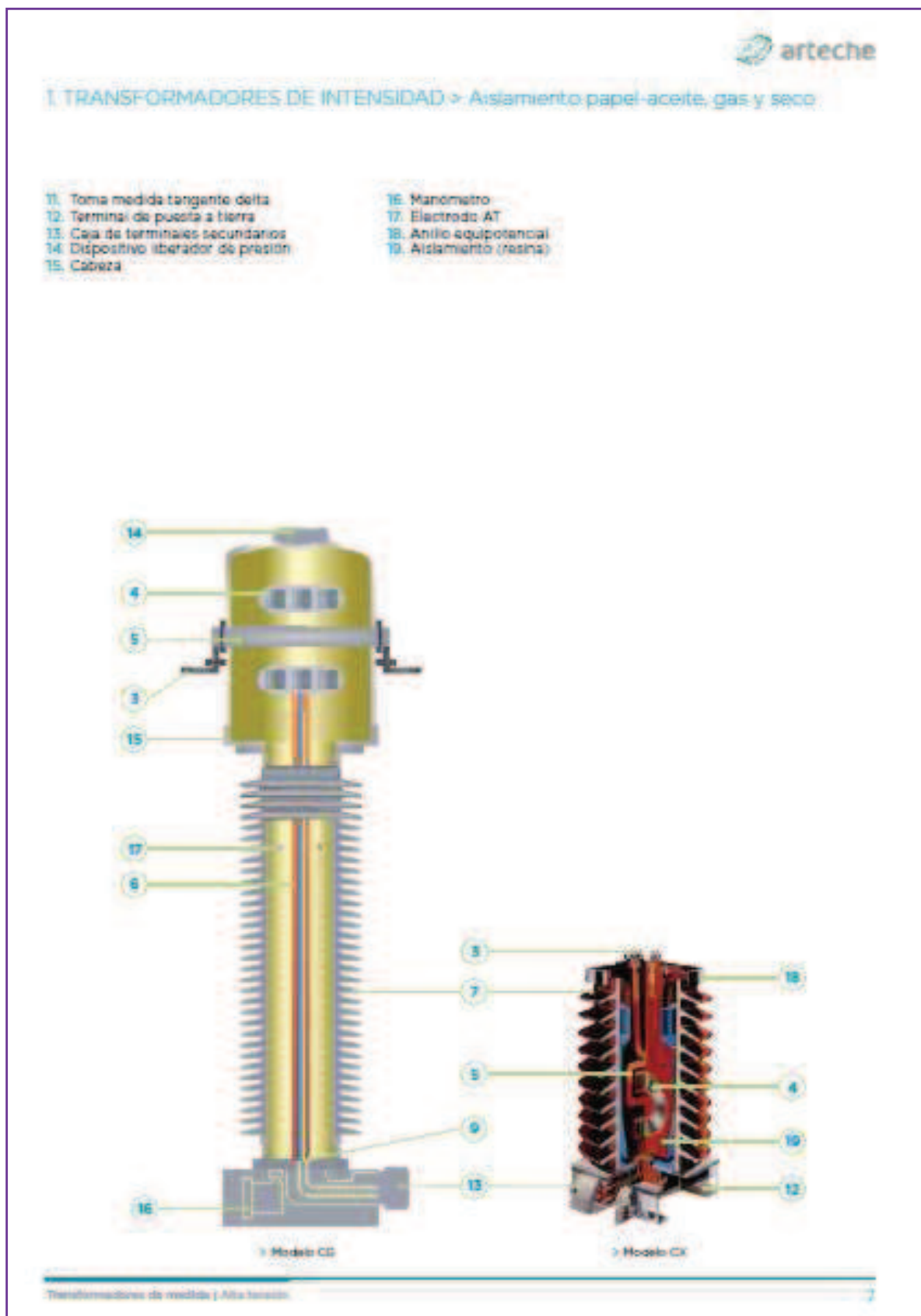
Seccionador Disconnector			Seccionador con puesta a tierra Disconnector with earthing switch		Dimensiones (mm) Dimensions															
Referencia Reference		Peso Weight Kg	Referencia Reference		Peso Weight Kg		A	B	C	D	E	F	G	H	I	K	L	M	R	S
A	1	SGC-36/1250	237	SGC-36/1250	261	140	60	153	122	660	97	153	650	230	441	1066	50	1400	355	
		SGC-52/1250	240	SGC-52/1250	294	140	60	145	130	750	160	90	755	230	490	1140	105	1500	400	
		SGC-72/1250	398	SGC-72/1250	438	160	65	145	130	1000	105	145	980	382.5	795	1390	50	2000	520	
		SGC-123/1250	552	SGC-123/1250	603	160	65	145	130	1550	105	145	1580	657.5	1315	1940	50	2500	635	
		SGC-36/1250	267	SGC-36/1250	336	140	60	153	122	660	97	153	780	-	441	1066	50	1400	355	
		SGC-52/1250	240	SGC-52/1250	340	140	60	145	130	750	160	90	905	-	490	1140	105	1500	400	
	2	SGC-36/1600	246	SGC-36/1600	340	140	60	145	130	750	160	90	935	-	490	1140	105	1500	435	
		SGC-52/2000	302	SGC-52/2000	346	140	60	145	130	750	160	90	955	230	490	1140	105	1500	435	
		SGC-52/2750	308	SGC-52/2750	352	140	60	145	130	750	160	90	985	-	490	1140	105	1500	435	
		SGC-62/3150	352	SGC-62/3150	396	140	60	145	130	750	160	90	1000	-	490	1140	105	1500	435	
		SGC-72/1250	342	SGC-72/1250	417	160	65	145	130	1000	105	145	1110	-	765	1390	50	2000	560	
		SGC-72/1600	378	SGC-72/1600	423	160	65	145	130	1000	105	145	1110	-	765	1390	50	2000	560	
B	3	SGC-72/2000	382	SGC-72/2000	429	160	65	145	130	1000	105	145	1160	382.5	765	1390	50	2000	560	
		SGC-72/2750	382	SGC-72/2750	429	160	65	145	130	1000	105	145	1160	382.5	765	1390	50	2000	560	
		SGC-72/3150	426	SGC-72/3150	473	160	65	145	130	1000	105	145	1175	382.5	765	1390	50	2000	560	
		SGC-123/1250	552	SGC-123/1250	603	160	65	145	130	1550	105	145	1560	657.5	1315	1940	50	2500	635	
		SGC-123/1600	557	SGC-123/1600	610	160	65	145	130	1550	105	145	1560	657.5	1315	1940	50	2500	635	
		SGC-123/2000	564	SGC-123/2000	617	160	65	145	130	1550	105	145	1580	657.5	1315	1940	50	2500	635	
	4	SGC-123/2750	571	SGC-123/2750	624	160	65	145	130	1550	105	145	1610	657.5	1315	1940	50	2500	635	
		SGC-123/3150	614	SGC-123/3150	667	160	65	145	130	1550	105	145	1625	657.5	1315	1940	50	2500	635	
		SGC-145/1250	647	SGC-145/1250	680	160	65	145	130	1550	105	145	1685	657.5	1315	1940	50	2500	635	
		SGC-145/1600	690	SGC-145/1600	749	160	65	145	130	1550	105	145	1685	657.5	1315	1940	50	2500	635	
		SGC-145/2000	901	SGC-145/2000	964	160	65	145	130	1550	105	145	1905	657.5	1315	1940	50	2500	635	
		SGC-145/2750	910	SGC-145/2750	974	160	65	145	130	1550	105	145	1935	657.5	1315	1940	50	2500	635	
5	SGC-145/3150	951	SGC-145/3150	1014	160	65	145	130	1550	105	145	1950	657.5	1315	1940	50	2500	635		
	SGC-170/1250	908	SGC-170/1250	974	500	250	250	-	2100	-	-	-	-	1900	2730	-	3200	1110		
	SGC-170/1600	920	SGC-170/1600	980	500	250	250	-	2100	-	-	-	-	1900	2730	-	3200	1110		
	SGC-170/2000	935	SGC-170/2000	1001	500	250	250	-	2100	-	-	-	-	1900	2730	-	3200	1110		
	SGC-170/2750	945	SGC-170/2750	1011	500	250	250	-	2100	-	-	-	-	1900	2730	-	3200	1110		
	SGC-170/3150	985	SGC-170/3150	1051	500	250	250	-	2100	-	-	-	-	1900	2730	-	3200	1110		
6	SGC-245/1250	1302	SGC-245/1250	1417	500	250	250	-	2700	-	-	-	-	2200	3330	-	4500	1410		
	SGC-245/1600	1350	SGC-245/1600	1450	500	250	250	-	2700	-	-	-	-	2200	3330	-	4500	1410		
	SGC-245/2000	1368	SGC-245/2000	1448	500	250	250	-	2700	-	-	-	-	2200	3330	-	4500	1410		
	SGC-245/2750	1375	SGC-245/2750	1458	500	250	250	-	2700	-	-	-	-	2200	3330	-	4500	1410		
	SGC-245/3150	1415	SGC-245/3150	1498	500	250	250	-	2700	-	-	-	-	2200	3330	-	4500	1410		
	SGC-345/1250	1702	SGC-345/1250	1817	500	250	250	-	2700	-	-	-	-	2200	3330	-	4500	1410		

(1) Para valores distintos a los indicados, consultar. / Other different values available under request.

(2) R= Distancia entre polos normalizada de MESA. Otras distancias bajo demanda. / Distance between poles is the MESA standard one. Other distances available under request.

4. TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD.

Transformadores de intensidad modelo CG 245 de ARTECHE.



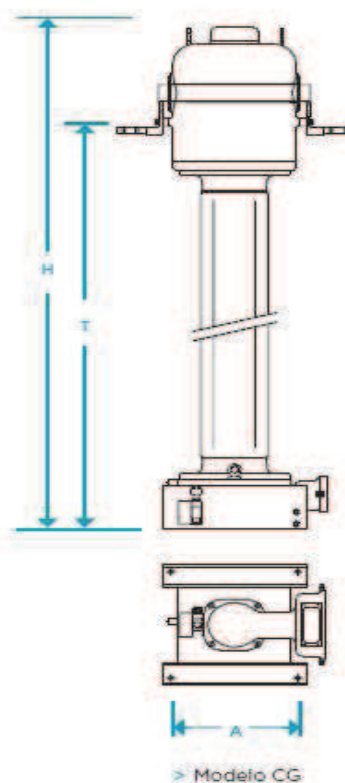
1. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD > Aislamiento papel-aceite, gas y seco

DISEÑO Y FABRICACIÓN

El transformador de intensidad consta de uno o varios núcleos con sus correspondientes arrollamientos secundarios.

GAMA CG:

Las partes activas se sitúan en la parte superior y se colocan dentro de una caja metálica que hace de pantalla de baja tensión; rodeada del aislamiento de gas SF₆. El conductor primario puede ser pasante o con reconexión exterior. Los conductores secundarios discurren a través de un tubo de baja tensión hasta el bloque de bornes secundario, alrededor del cual se coloca un electrodo de Alta Tensión para una correcta distribución del campo eléctrico.



1. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD > Aislamiento papel-aceite, gas y seco

Aislamiento gas > Modelo CG

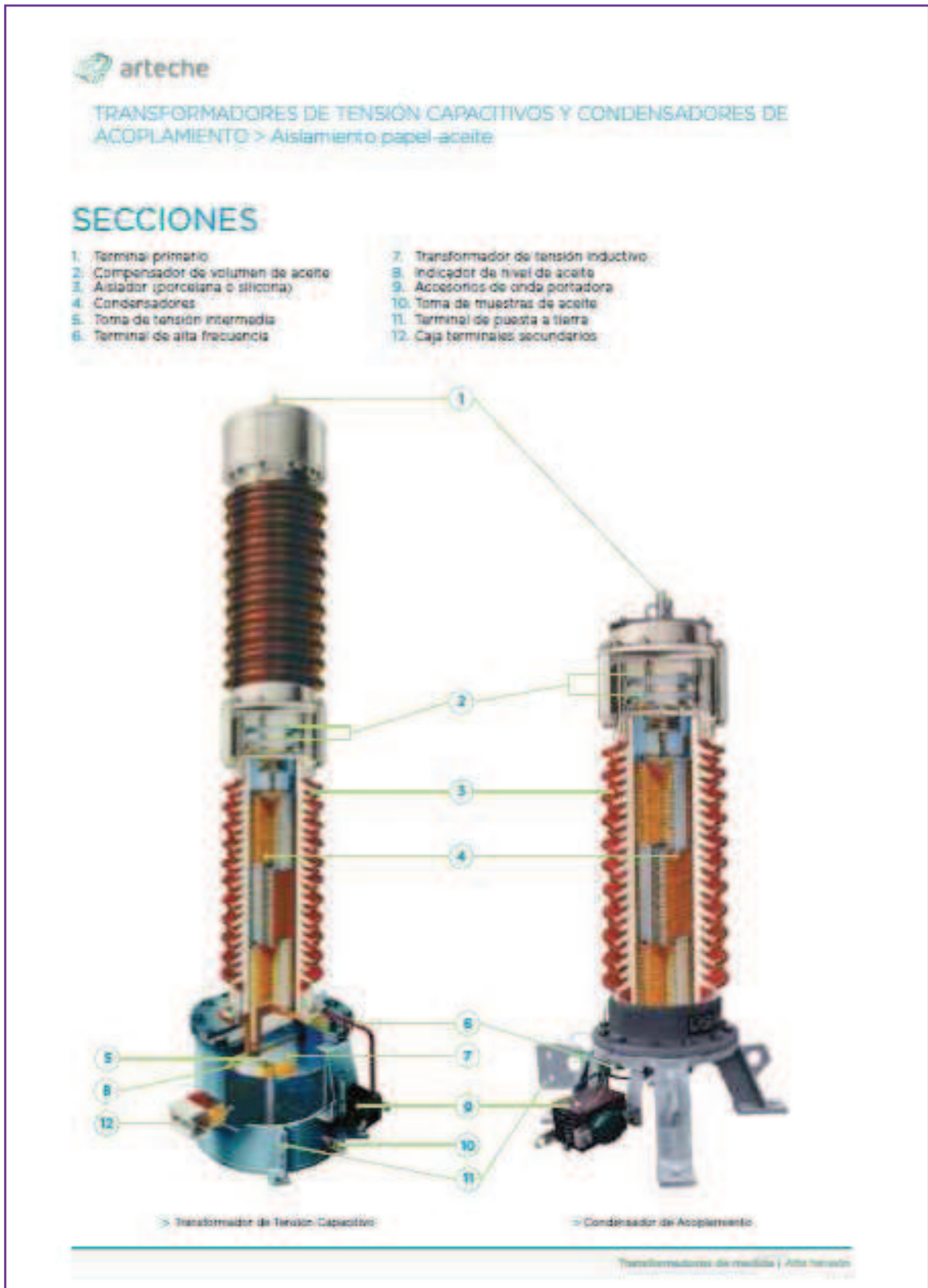
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Linea de fuga estándar (mm)	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)		A (mm)	T (mm)	H (mm)	
CG-145	123	230	550	-	3.625	450x450	1.895	2.330	205
CG-145	145	275	650	-	3.625	450x450	1.895	2.330	205
CG-170	170	325	750	-	4.250	450x450	2.070	2.505	235
		395	950	-	6.125		2.795	3.370	
CG-245	245	460	1.050	-	7.500	450x450	3.180	3.755	430
CG-300	300	460	1.050	850	7.500	450x450	3.180	3.755	430

Dimensiones y pesos aproximados. Para necesidades especiales, consultar.

Intensidades primarias: hasta 5.000 A. Intensidades de cortocircuito: hasta 120 kA/1 s.

5. TRANSFORMADORES DE TENSION CAPACITIVOS.

Transformadores de tensión capacitivos y condensadores de acoplamiento DFK-245 de ARTECHE.



DISEÑO Y FABRICACIÓN

El transformador de tensión capacitivo está formado por condensadores en serie, montados sobre una cuba donde va alojada la unidad electromagnética (transformador inductivo (5), reactancia serie (8) y elementos auxiliares). Los condensadores forman un divisor de tensión (2, 3) entre el terminal de alta tensión (1) y el terminal de alta frecuencia (4).

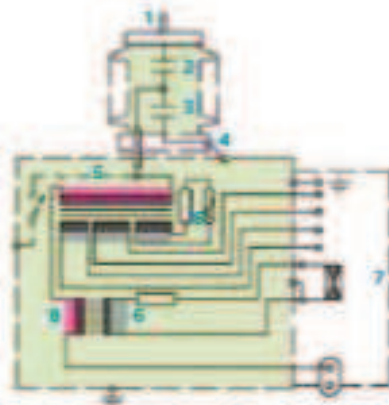
Los condensadores, impregnados en aceite dieléctrico de alta calidad, están alojados en uno o más aisladores formando cada uno de ellos una unidad independiente y herméticamente sellada.

Los condensadores presentan una capacidad muy estable en el tiempo.

El borne de alta frecuencia (4) para la señal de onda portadora sale lateralmente a través de la pisa de resina que separa la unidad capacitiva de la inductiva.

Una cuba de acero galvanizado aloja la parte inductiva, impregnada en aceite mineral. Esta cuba está herméticamente protegida del ambiente.

Los bornes secundarios están ubicados en una amplia caja (7) que facilita la labor de conexión y permite la colocación de elementos de protección tales que fusibles y disyuntores en su interior.



1. Terminal primario
2. Condensadores
3. Condensadores
4. Terminal de alta frecuencia
5. Transformador de tensión inductivo
6. Circuito de supresión de ferresonancia
7. Caja de bornes secundarios
8. Reactancia de compensación



Fotografía de un transformador de tensión capacitivo, vista superior y lateral.

APLICACIONES

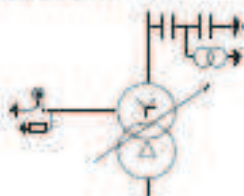
Ideal para instalación en puntos de medida por su muy elevada clase de precisión y la alta estabilidad de la capacidad.

Apto para transmisión de señales de alta frecuencia a través de las líneas (Señales de onda portadora).

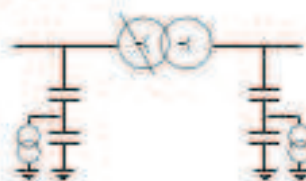
Ayuda a la reducción de los picos de tensión en la línea.

Ejemplos de aplicación:

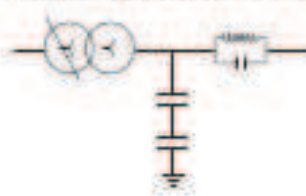
1. Medida para facturación



2. Protección de líneas y subestaciones de alta tensión.



3. Transmisión de señales de alta frecuencia.



4. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS Y CONDENSADORES DE ACOPLAMIENTO > Aislamiento papel-aceite

GAMA

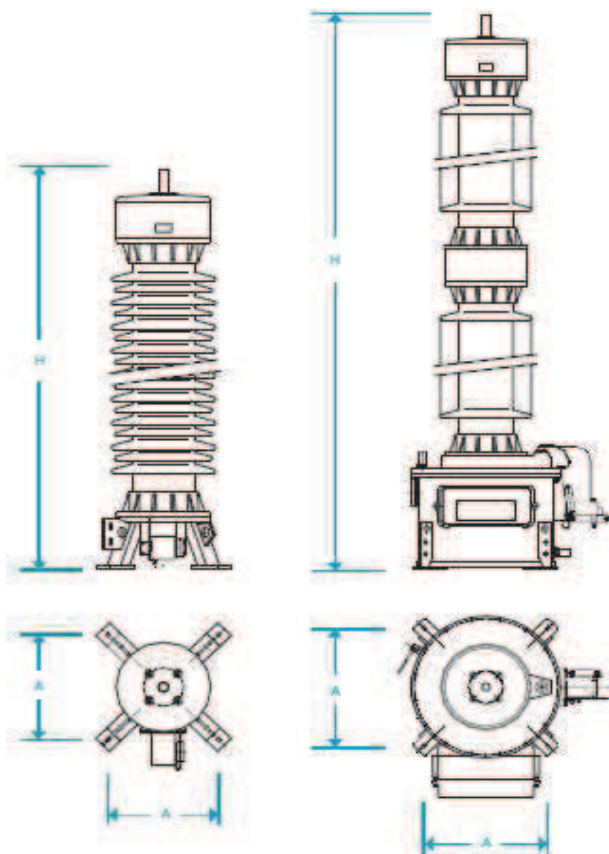
Los transformadores de tensión capacitivos y los condensadores de acoplamiento de ARTECHE se denominan mediante el uso de diferentes letras (DDB o DFK para transformadores; DDN o DFN para condensadores) seguidas de 2 ó 3 cifras que coinciden con la tensión máxima de la red para la que han sido diseñados.

Las tablas muestran las gamas de ambos tipos de equipos fabricados por ARTECHE. Las características son orientativas y pueden fabricarse de acuerdo con cualquier norma nacional o internacional.

Clases y potencias de precisión estándar:

- Según normas IEC
 - 100 VA Clase 0,2 / 3P
 - 250 VA Clase 0,5 / 3P
- Según normas IEEE
 - 0,3 WXYZ
 - 1,2 WXYZ, ZZ

Posibilidad de clases y potencia de precisión superiores.



> Condensador de acoplamiento > Transformador de tensión capacitivo

4. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS Y CONDENSADORES DE ACOPLAMIENTO > Aislamiento papel-aceite

Transformadores de tensión capacitivos

Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Capacidad estándar (pF)	Alta capacidad (pF)	Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones		Peso (kg)
		Frecuencia Industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)				A (mm)	H (mm)	
DDB-72	72,5	140	325	-	10.300	25.500	1.825	450	1.510	245
DDB-100	100	185	450	-	5.700	14.300	2.500	450	1.600	255
DDB-123	123	230	550	-	5.600	14.000	3.075	450	1.830	300
DDB-145	145	275	650	-	3.900	19.500	3.625	450	1.920	310
DDB-170	170	325	750	-	7.500	16.500	4.250	450	2.065	330
DFK-245	245	460	1.050	-	5.800	11.000	6.125	450	2.885	450
DFK-300	300	460	1.050	850	6.000	12.500	7.500	450	3.205	480
DFK-362	362	510	1.175	950	4.500	10.100	9.050	450	3.675	520
DFK-420	420	630	1.425	1.050	3.500	7.700	10.500	450	4.595	670
		575	1.300	950						
		680	1.550	1.175						
DFK-525	(525) 550	900	1.800	1.175	3.000	6.200	13.125	450	5.560	1.065
		880	1.850	1.425						
DFK-765	(765) 800	975	2.100	1.550	3.000	4.500	15.300	450	7.010	1.270

Dimensiones y pesos aproximados. Para necesidades especiales, consultar. Posibilidad de valores superiores de capacidad bajo pedido.

6. AUTOVÁLVULAS.

Autoválvulas EXLIM Q180-EH245 del fabricante ABB.

EXLIM Q-E

Descargadores con revestimiento de porcelana

Descargador de óxido de cinc EXLIM Q-E

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento de subestaciones de alta tensión, transformadores y otros equipos en redes de alta tensión.

- en zonas con alta intensidad de descargas atmosféricas y requisitos energéticos elevados.
- en lugares donde las condiciones de puesta a tierra o apantallamiento son deficientes o incompletas



Sumario de datos de rendimiento

Tensiones de red (Um _{sc})	52 -245 kV
Tensiones nominales (Un)	42 -228 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	10 kA _{picos}
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	10 kA _{picos}
Resistencia de corriente de descarga	
Corriente alta 4/10 µs	100 kA _{picos}
Corriente baja 2.400 µs	700 A _{picos}
Corriente baja 2.000 µs	900 A _{picos}
Capacidad de energía:	
Clase de descarga de línea (IEC)	Clase 3
[2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)]	7,8 kJ/kV (Un)
Cumple con/sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 245 kV.	
Capacidad de cortocircuito/alivio de presión	65 kA _{sim}
Aislamiento externo	Cumple con/sobrepasa las normas
Resistencia mecánica:	
Carga de servicio estática admisible (PSSL)	3.000 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPDSL)	7.500 Nm
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente	-50 °C a +45 °C
Altitud de diseño	máx. 1.000 m
(Mayores altitudes bajo pedido)	
Frecuencia	15 - 62 Hz

Datos de protección garantizados

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente							
		según IEC	según ANSI/IEEE	1 s	10 s	30/60 µs				8/20 µs			
						0,5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	
U_m kV _{rms}	U_n kV _{rms}	U_c kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}
36 ³⁾	24	19,2	19,5	27,8	26,4	46,1	47,6	49,5	53,6	56,4	62,1	69,4	
	30	24,0	24,4	34,8	33,0	57,6	59,5	61,8	67,0	70,5	77,6	86,8	
	33	26,4	26,7	38,2	36,3	63,4	65,4	68,0	73,7	77,6	85,4	95,4	
	36	28,8	29,0	41,7	39,6	69,2	71,4	74,2	80,4	84,6	93,1	105	
	39	31,2	31,5	45,2	42,9	74,9	77,3	80,3	87,1	91,7	101	113	
52	42	34	34,0	48,7	46,2	80,7	83,3	86,5	93,8	98,7	109	122	
	48	38	39,0	55,6	52,8	92,2	96,1	98,9	108	113	125	139	
	51	41	41,3	59,1	56,1	98,0	102	105	114	120	132	148	
	54	43	43,0	62,6	59,4	104	107	112	121	127	140	157	
	60	48	48,0	69,6	66,0	116	119	124	134	141	156	174	
72	54	43	43,0	62,6	59,4	104	107	112	121	127	140	157	
	60	48	48,0	69,6	66,0	116	119	124	134	141	156	174	
	66	53	53,4	76,5	72,6	127	131	136	148	156	171	191	
	72	58	58,0	83,5	79,2	139	143	149	161	170	187	209	
	75	60	60,7	87,0	82,5	144	149	155	168	177	194	217	
	78	62	63,1	90,4	85,8	150	155	161	175	184	202	226	
	81	65	65,6	93,9	89,1	156	161	167	181	191	210	235	
	84	67	68,0	97,4	92,4	162	167	173	188	198	218	243	
100	84	67	68,0	97,4	92,4	162	167	173	188	198	218	243	
	90	72	72,0	104	99,0	173	179	186	201	212	233	261	
	96	77	77,0	111	105	185	191	198	215	226	249	278	
123	90	72	72,0	104	99,0	173	179	186	201	212	233	261	
	96	77	77,0	111	105	185	191	198	215	226	249	278	
	108	78	84,0	125	118	208	214	223	242	254	280	313	
	120	78	98,0	139	132	231	238	248	268	282	311	347	
	132	78	106	153	145	254	262	272	295	311	342	382	
145	138	78	111	160	151	265	274	285	309	325	357	399	
	108	86	98,0	125	118	208	214	223	242	254	280	313	
	120	92	98,0	139	132	231	238	248	268	282	311	347	
	132	92	106	153	145	254	262	272	295	311	342	382	
	138	92	111	160	151	265	274	285	309	325	357	399	
170	144	92	115	167	158	277	286	297	322	339	373	417	
	132	106	106	153	145	254	262	272	295	311	342	382	
	144	108	115	167	158	277	286	297	322	339	373	417	
	162	108	131	187	178	312	321	334	362	381	419	469	
	168	108	131	194	184	323	333	346	376	395	435	486	
245	180	144	144	208	198	346	367	371	402	423	466	521	
	192	154	154	222	211	369	381	396	429	452	497	555	
	198	156	160	229	217	381	393	408	443	466	512	573	
	210	156	170	243	231	404	417	433	469	494	543	608	
	216	156	175	250	237	415	428	445	483	508	559	625	
	219	156	177	254	240	421	434	451	489	515	567	634	
	222												
	228	156	180	264	250	438	462	470	510	536	590	660	

Para información más detallada sobre la capacidad de sobretensiones temporales (TOV) y las características de protección, ver la publicación IHSM 9543 13-01en.

1) Las tensiones de operación continua U_c (según IEC) y MCOV (según ANSI) sólo se diferencian debido a las desviaciones en los procedimientos de pruebas tipo.

U_c sólo debe considerarse cuando la tensión de red real es superior a la indicada.

Se puede seleccionar cualquier descargador con U_c superior o igual que la tensión de red real dividida por $\sqrt{3}$.

2) Con servicio anterior igual a la carga energética máxima de impulso simple (4,5 kJ/kV (U_n)).

3) A petición del cliente se pueden suministrar descargadores para tensiones de red de 36 kV o inferiores, cuando el pedido también contenga descargadores para sistemas de alta tensión.

A petición del cliente se pueden suministrar descargadores con tensiones inferiores o superiores para aplicaciones especiales.

ABB Surge Arresters – Guía para el Comprador

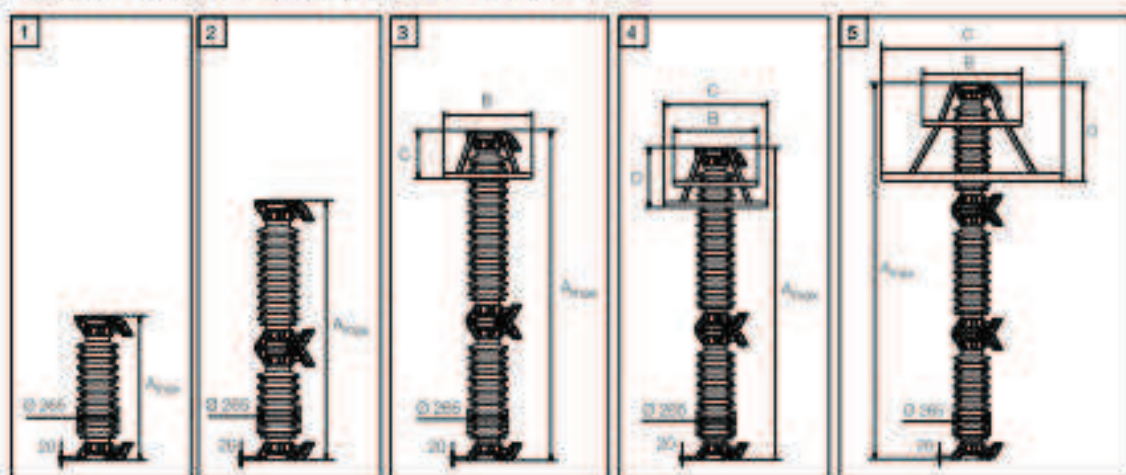
Edición 5, 2005-10

N-2

Datos técnicos de los revestimientos

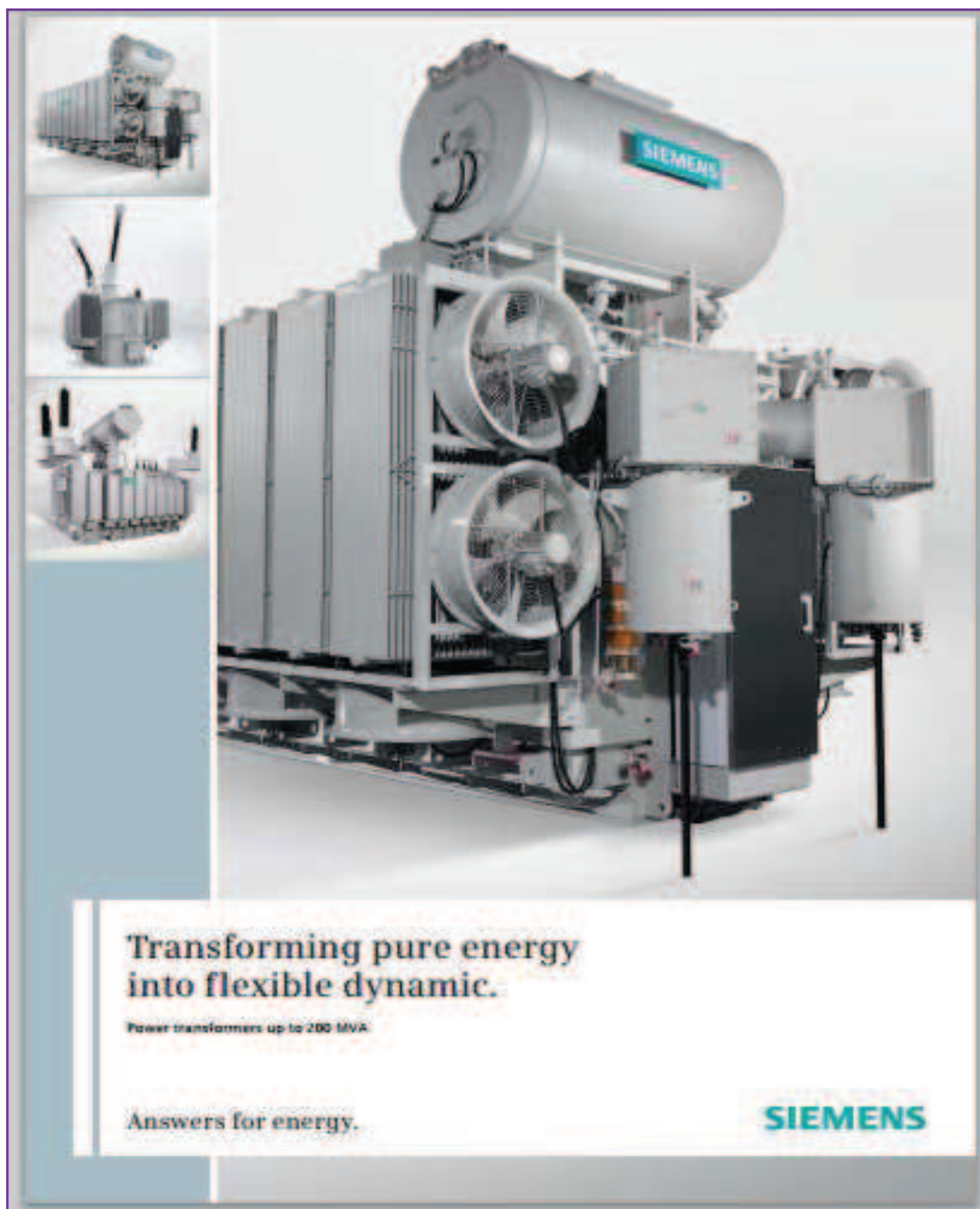
Tensión máxima de red U_m kV _{rms}	Tensión nominal U_n kV _{rms}	En-vuelta	Dis-tan-cia de fuga mm	Aislamiento externo ¹				Dimensiones					
				1,2/50 μ s seco kV _{sec}	50 Hz húmedo (60s) kV _{rms}	50 Hz húmedo (10s) kV _{rms}	250/2.500 μ s húmedo kV _{sec}	Masa kg	A _{max}	B	C	D	Fig.
36	24-30	EV036	1615	275	129	133	n.a.	45	725	+	+	+	1
52	42-60	EV052	1615	275	129	133	n.a.	48	725	+	+	+	1
72	54-84	EV072	2651	394	221	203	n.a.	66	997	+	+	+	1
100	84-96	EH100	2651	394	221	203	n.a.	67	997	+	+	+	1
	84-96	EV100	3685	568	287	261	n.a.	82	1268	+	+	+	1
123	90-108	EH123	2651	394	221	203	n.a.	69	997	+	+	+	1
	90-138	EH123	3685	568	287	261	n.a.	88	1268	+	+	+	1
	90-96	EV123	4266	669	350	336	n.a.	106	1697	600	+	300	3
	108-138	EV123	4266	669	350	336	n.a.	110	1697	+	+	+	2
145	108-144	EH145	3685	568	287	261	n.a.	88	1268	+	+	+	1
	108-120	EV145	5302	788	442	406	n.a.	124	1969	600	+	300	3
	132-144	EV145	5302	788	442	406	n.a.	125	1969	+	+	+	2
170	132-144	EH170	3685	568	287	261	n.a.	88	1268	+	+	+	1
	132	EH170	4266	669	350	336	n.a.	111	1697	600	+	300	3
	144-168	EH170	4266	669	350	336	n.a.	113	1697	+	+	+	2
	132-144	EV170	5302	788	442	406	n.a.	127	1969	600	+	300	3
	162-168	EV170	5302	788	442	406	n.a.	128	1969	+	+	+	2
245	180-198	EH245	6336	962	506	464	753	151	2240	600	800	400	4
	210-228	EH245	6336	962	506	464	753	153	2240	600	+	300	3
	180-228	EV245	7953	1182	663	609	960	201	2941	800	1400	700	5
Descargadores con neutro a tierra													
52	30-36	EN052	1615	275	129	133	n.a.	45	725	+	+	+	1
72	42-54	EN072	1615	275	129	133	n.a.	48	725	+	+	+	1
100	60	EN100	1615	275	129	133	n.a.	48	725	+	+	+	1
123	72-108	EN123	2651	394	221	203	n.a.	69	997	+	+	+	1
	120	EN123	3685	568	287	261	n.a.	88	1268	+	+	+	1
145	84-108	EN145	2651	394	221	203	n.a.	69	997	+	+	+	1
	120	EN145	3685	568	287	261	n.a.	88	1268	+	+	+	1
170	96-108	EN170	2651	394	221	203	n.a.	69	997	+	+	+	1
	120	EN170	3685	568	287	261	n.a.	88	1268	+	+	+	1
245	108	EN245	2651	394	221	203	n.a.	69	997	+	+	+	1
	120-144	EN245	3685	568	287	261	n.a.	88	1268	+	+	+	1

¹ Suma de las tensiones de resistencia para unidades vacías de descargador.



7. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Los autotransformadores de la subestación serán de la casa SIEMENS.





A reliable supply – as individual as your needs

Power transformers – a crucial link between power plants and supply systems, and between networks with different voltage levels. However, the precise requirements for transformers vary from device to device and from site to site. That's why each transformer must be almost as unique as a fingerprint when it comes to voltage, power, climatic efficiency, network topology, permissible noise level, and other factors.

No matter what your needs are, you can always rely on your partnership with Siemens. Based on a detailed analysis of your requirements, we develop a high-quality, individualized solution for your network. The result is power transformers that meet all your expectations with respect to efficiency, availability, environmental compatibility, and longevity – while ensuring low maintenance over decades.

*Product quality and service –
in all circumstances*

There are many good reasons for the high quality of Siemens transformers. For example, our plants have universally committed to using a quality management system certified in accordance with ISO 9001:2000. And before going into service, every transformer we produce must undergo a demanding, comprehensive test program.

But quality also results from seamless processes. Our perfectly harmonized product and service portfolio covers everything from consultation, design, and manufacturing to transport, start-up, and our service TLM® – Transformer Lifecycle Management®.

*Always the best advice –
at every point around the world*

Why have utilities and industrial enterprises relied on Siemens transformers for a century? One answer is that we are always close by. As one of the leading transformer manufacturers, we offer you a closely connected network of sales, service, and knowledge. And there's also the way we combine expertise and passion: We make sure that your task is our task. That's something you can depend on around the world – in over 190 countries.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	OFRECIDO
1	Fabricante	Siemens	Siemens	
2	País			
3	Normas		IEC 60076	
4	Número de unidades		3	
5	Frecuencia asignada (f_s)	Hz	50	
6	Tensión asignada en la derivación principal (U_i)			
	a) Devanado alta tensión, 1	kV	220·√3	
	b) Devanado baja tensión, 2	kV	45·√3	
	c) Devanado terciario	kV	-	
7	Tensión más elevada para el material (U_m)			
	a) Devanado alta tensión, 1	kV	245·√3	
	b) Devanado baja tensión, 2	kV	52·√3	
	c) Devanado terciario	kV	-	
8	Polaridad		Sustractiva	
9	Tipo de refrigeración			
	a) Natural		ONAN	
	b) Primera etapa		ONAF	
	c) Segunda etapa		OFAF	
10	Conexión del banco		YNd11	
11	Conexión del neutro			
	a) Devanado común, 1		Sólido a tierra	
12	Potencia asignada continuo en todas las derivaciones de los devanados, con refrigeración natural ONAN	MVA	30MVA	
13	Potencia asignada continuo en todas las derivaciones de los devanados, con el primer paso de refrigeración ONAF	MVA	35MVA	
14	Potencia asignada continuo en todas las derivaciones de los devanados, con el primer paso de refrigeración OFAF	MVA	50MVA	
15	Impedancias, referidas a una temperatura de 75°C, basadas en la potencia ONAN (30 MVA), con el cambiador de tomas en la posiciones 1, 11 y 27			
	a) Toma en posición 1, Z_{H+M}	%	10.08%	
	b) Toma en posición 11, Z_{H+M}	%	10.21%	
	c) Toma en posición 27, Z_{H+M}	%	11.18%	

8. REACTANCIA.

La reactancia será del fabricante ABB.



Los cables y las fuentes de energía renovables son cada vez más comunes en los sistemas de energía. Sin embargo, en ambos casos, la potencia reactiva y la generación de potencia activa imprevisible son efectos secundarios negativos. Las reactancias de compensación juegan un papel cada vez más importante para compensar estas variaciones.

Largas líneas de transmisión

Las reactancias de compensación son la manera más compacta y rentable de compensar la generación de potencia reactiva en líneas de transmisión largas. Las reactancias de compensación, permanente en funcionamiento para estabilizar la transmisión de potencia o con activación bajo condiciones de carga ligera solo para el control de tensión, combinan una elevada eficiencia y costes bajos del ciclo de vida para reducir los costes de transmisión. Las reactancias de compensación aumentan la eficiencia de energía y la calidad de la potencia tanto en las líneas de transmisión nuevas como en las existentes.

Sistemas de cable

Un mayor uso de cables se debe a cuestiones medioambientales como el desarrollo de parques eólicos costeros y la dificultad de obtener derecho de paso para nuevas líneas aéreas. El comercio de energía y la necesidad del uso eficaz de la generación de energía y las reservas entre países estimulan la demanda de interconexiones, utilizando a veces cables submarinos de CA. Sin embargo, los cables generan más potencia reactiva que las líneas aéreas, lo cual provoca que las reactancias de compensación sean aún más importantes para transmitir potencia activa en la red.

Fuentes de energía renovable

La energía eólica y solar forman una parte creciente de la combinación energética en muchos países. Comparadas con la gran generación de potencia convencional, las fuentes de energía renovable generan potencia activa oscilante e imprevisible. Las reactancias de compensación variables proporcionan una solución atractiva para compensar estas variaciones.

Potencia adicional en zonas remotas

Al añadir un bobinado secundario, las reactancias de compensación se pueden utilizar para proporcionar varios MVA de potencia a subestaciones remotas. Estas reactancias de compensación especialmente diseñadas también se pueden usar para suministrar potencia a pueblos remotos localizados cerca de subestaciones, sin la necesidad de un transformador reductor de alta tensión.

Pieza flexible en grandes redes

Una reactancia de compensación variable (VSR por sus siglas en inglés) se puede usar como una pieza flexible, localizada en diferentes lugares a lo largo de las grandes redes de transmisión.

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO	OFRECIDO
1	Fabricante	ABB	ABB	
2	País	Spain	Spain	
3	Frecuencia	HZ	50	
4	Tensión nominal	kV	220	
5	Potencia asignada	MV Ar	100	
6	Refrigeración		ONAN/ONAF/OFAP	
7	Máxima temperatura ambiente	C	50	
8	Minima temperatura ambiente	C	0	
9	Descargas parciales		=10 pC	

ABB ofrece una gama completa de reactancias de compensación variables (VSR) y tradicionales. Los productos incluyen la gama de 800 kV, desde unidades trifásicas de 10-330 MVAR hasta unidades monofásicas diseñadas para más de 110 MVAR. Las reactancias variables están disponibles con hasta más de 250 MVAR, con amplios intervalos de regulación.



Reactancias de compensación monofásicas

Potencia reactiva	hasta 110 MVAR
Tensión	hasta 800 kV

Reactancias de compensación trifásicas

Potencia reactiva	hasta 330 MVAR
Tensión	hasta 800 kV

Reactancias de compensación variables trifásicas

Potencia reactiva	hasta 250 MVAR
Tensión	hasta 500 kV
Intervalo de regulación	40-100 %



Universidad
Carlos III de Madrid

INGENIERÍA BÁSICA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 220 kV

DOCUMENTO 5

PRESUPUESTO

DOCUMENTO 4. PRESUPUESTO.

El siguiente documento está centrado en definir conceptos y partidas que componen un presupuesto de este tipo, los costes que aparecen en el documento son estimados en base a comparaciones con presupuestos de proyectos similares, esto es debido a la dificultad de obtener los precios reales de las partidas que se detallan en él, por lo que se trata de un ejercicio académico que sustituiría al presupuesto real.

Además en el presupuesto no se incluirán los costes financieros, de gestión, administrativos y costes de terrenos, licencias y tasas que dependerían de la ubicación final de la instalación.

1. PRESUPUESTO DESGLOSADO SUBESTACIÓN 220 kV.

1.1. INGENIERÍA.....	200.000
Ingeniería de proyecto.....	150.000
Medio ambiente.....	40.000
Ingeniería de Control de Calidad Materiales.....	10.000
1.2. APARAMENTA Y MATERIALES DE ALTA TENSIÓN.....	1.437.000
Interruptores.....	420.000
Seccionadores de calle y salida de posición.....	105.000
Seccionadores pantógrafos.....	168.000
Transformadores de tensión.....	44.000
Transformadores de intensidad.....	147.000
Autoválvulas.....	63.000
Embarrado y aisladores.....	140.000
Estructura metálica.....	350.000
1.3. REACTANCIAS Y TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	1.400.000
Reactancia.....	500.000
Transformadores de potencia.....	900.000
1.4. PROTECCIONES CONTROL Y COMUNICACIONES.....	1.000.000
1.5. OBRA CIVIL.....	1.540.000
Movimiento de tierras.....	200.000
Obra civil del parque.....	1.000.000
Edificio de control.....	120.000
Caseta de relés.....	200.000
Caseta de residuos.....	20.000
1.6. MONTAJE ELECTROMECAÍNICO.....	750.000

1.7. SERVICIOS DIVERSOS.....	380.000
Supervisión e inspección.....	80.000
Servicios auxiliares de obra.....	90.000
Pruebas y puesta en servicio.....	60.000
Adecuación medioambiental.....	100.000
Almacenamiento y transporte.....	50.000

TOTAL PRESUPUESTO 1:.....6.707.000

2. PRESUPUESTO DE SEGURIDAD Y SALUD LABORAL.

2.1. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL SUBESTACIÓN 220 kV.....30.000

TOTAL PRESUPUESTO 2:.....30.000

3. PRESUPUESTO TOTAL.

3.1. SUBESTACIÓN.....6.707.000

3.2. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL.....30.000

TOTAL.....6.737.000

El presupuesto total de la subestación asciende a **SEIS MILLONES SETECIENTOS TREINTA Y SIETE MIL EUROS.**

Leganés, junio de 2014

CONCLUSIONES Y MODIFICACIONES FUTURAS.

Como conclusión obtenida de la realización de este Trabajo Fin de Grado cabe destacar la complejidad de este tipo de instalaciones, debido a que en el diseño de estas intervienen muchos campos a parte de la electricidad, como pueden ser la mecánica o las telecomunicaciones entre otros, por lo que es necesario un equipo altamente cualificado para ello.

En cuanto a la tecnología utilizada para este proyecto, decir que la tecnología convencional de intemperie que se ha empleado podría sustituirse en favor de la tecnología GIS (Gas Insulated System), esto disminuiría el espacio necesario para la construcción, mejoraría la protección frente a contactos y reduciría el impacto visual y el mantenimiento entre otras ventajas. Aunque para subestaciones de la red de transporte que no suelen estar próximas a núcleos de población, el menor coste podría favorecer a la tecnología convencional frente al ahorro en espacio que es la principal ventaja que aportarían las GIS.

En cuanto a las modificaciones futuras la subestación cuenta con dos posiciones de reserva, lo que permitiría equiparlas de la forma más conveniente posible para mejorar la calidad del sistema eléctrico si este así lo requiriera.

A parte de las posiciones de reserva, la configuración en doble barra con acoplamiento elegida dota a la subestación de buenas posibilidades para ampliarse en caso de que fuese necesario.

En el apartado académico, el realizar este proyecto ha supuesto un fuerte estudio acerca de las subestaciones eléctricas y muchos aspectos relacionados con ellas que tienen gran importancia a la hora de posibilitar un transporte de energía seguro y eficiente.

También es importante destacar que el haber seleccionado la configuración y aparamenta, haber realizado los cálculos conforme a la normativa vigente, consultado catálogos y proyectos similares, etc., me ha aportado conocimientos en todos esos campos y me ha dado una visión de cómo realizar un proyecto técnico real.

Por último destacar la utilización del software de diseño gráfico Autocad para la realización de los planos, esto me ha permitido mejorar en el uso de un programa tan útil como este.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.

Además de la consulta de las normas, recomendaciones, decretos, leyes y reglamentaciones mencionadas en cada uno de los documentos anteriores, se destaca el siguiente material empleado para la realización del trabajo fin de grado “Ingeniería Básica de Subestación 220 kV”:

- [1] R.D. 3275/1982 Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- [2] “Instrucciones técnicas complementarias”. OM de 18 de octubre de 1984, y modificaciones posteriores.
- [3] Resolución – BOE núm. 51 de 1 de Marzo de 2005_Secc 3 Pág 7405-7430
- [4] Curso ICAI “Especialista en Proyecto y Construcción de Infraestructuras Eléctricas de Alta Tensión”.
- [5] RUS Bulletin 1724E-300, June 2001 “Design Guide for Rural Substation”.
- [6] Proyecto de Ejecución Nueva Subestación de Transporte de Manzanares 400/220 kV, R.E.E. Octubre 2009.
- [7] Jesús Fraile Mora, *Maquinas eléctricas*, Ed. McGraw Hill, 2003.
- [8] Enríquez Harper, Gilberto, *Elementos de diseño de subestaciones eléctrica*, Ed. Limusa, 2002.
- [9] Víctor Manuel Falcón Blanco & Víctor Julián Hernández Jiménez, PFC UC3M – Proyecto de una subestación eléctrica de transporte 400/220 kV.
- [10] Sergio García Pérez & Víctor J. Hernández, PFC UC3M – Criterios generales de protección y control en el diseño y adaptación de instalaciones de la red de transporte y distribución.
- [11] Descargadores de sobretensión de alto voltaje, Guía para el comprador de ABB.
- [12] www.ree.es
- [13] www.directindustry.es
- [14] ABB España, <http://www.abb.es>
- [15] Siemens, www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission
- [16] Artech, www.artech.com
- [17] Manufacturas eléctricas S.A. www.mesa.es
- [18] ALSTOM www.alstom.com
- [19] CG Power Systems www.cgglobal.com

